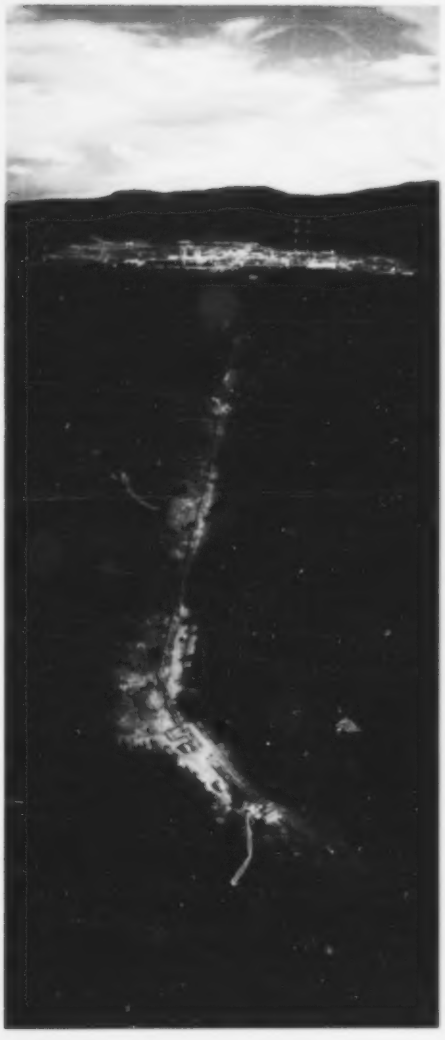
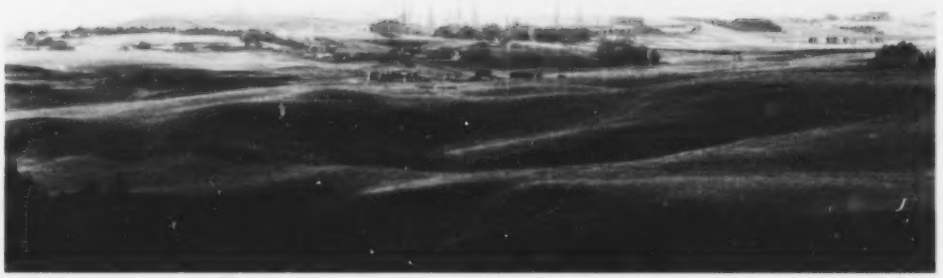
Office national de l'énergie

National Energy Board

LE RÉSEAU CANADIEN DE TRANSPORT D'HYDROCARBURES

ÉVALUATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT





JUIN 2006

Canada

106-07474

Office national de l'énergie
National Energy Board

LE RÉSEAU CANADIEN DE TRANSPORT D'HYDROCARBURES

ÉVALUATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

JUIN 2006

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2006

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2006

N° de cat. NE23-129/2006F
ISBN 0-662-72019-9

Cat. No. NE23-129/2006E
ISBN 0-662-43531-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1 800 899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Photos en page couverture :

© Albert Normandin / Masterfile

© Freeman Patterson / Masterfile

© Enbridge

Cover Photos:

© Albert Normandin / Masterfile

© Freeman Patterson / Masterfile

© Enbridge

Liste des figures iii

Liste des tableaux iv

Liste des sigles et des abréviations v

Liste des unités de mesure vi

Avant-propos vii

1. Introduction 1

2. Le réseau canadien de transport d'hydrocarbures 5

2.1 Suffisance de capacité pipelinière 5

2.1.1 Écarts de prix et droits du service de transport garanti pour le gaz naturel 6

2.1.2 Utilisation de la capacité sur les principaux trajets 8

2.1.3 Répartition de la capacité 16

2.1.4 Résumé des conclusions concernant la suffisance de capacité pipelinière 18

2.2 Droits pipeliniers 18

2.2.1 Indice des droits pipeliniers 18

2.2.2 Règlements négociés 21

2.3 Satisfaction des expéditeurs 22

2.3.1 Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines 22

2.3.2 Plaintes formelles 24

2.3.3 Améliorations du service 25

2.3.4 Résumé concernant la satisfaction des expéditeurs 26

2.4 Intégrité financière des pipelines et capacité de mobiliser des capitaux 26

2.4.1 Ratios financiers 26

2.4.2 Cotes de solvabilité 31

2.4.3 Commentaires de la communauté financière 33

2.4.4 Résumé concernant l'intégrité financière des pipelines et la capacité de mobiliser des capitaux 34

2.5 Projets pipeliniers 34

2.6 Nouveaux enjeux 27

3. Conclusions 40

Annexe 1 :
Tableau comparatif des cotes de dette 42

Annexe 2 :
Résultats globaux du sondage sur les services liés aux pipelines 43

Annexe 3 :
Consultations avec les parties prenantes 46

Annexe 4 :
Sociétés pipelinières du groupe 1 et du groupe 2 réglementées par l'ONÉ 47

FIGURES

Figure 1	Gazoducs réglementés par l'ONÉ	2
Figure 2	Oléoducs réglementés par l'ONÉ	3
Figure 3	Offre et utilisation du gaz naturel en 2005	3
Figure 4	Offre et utilisation du pétrole en 2005	4
Figure 5	Comparaison entre l'écart de base Dawn – Alberta et le coût du transport sur TransCanada (plus le combustible)	6
Figure 6	Comparaison entre l'écart de base Sumas – Station 2 et le coût du transport sur T-Sud de Westcoast (plus le combustible)	7
Figure 7	Prix du pétrole brut canadien et écarts de prix	8
Figure 8	Débit du réseau principal de TransCanada par rapport à sa capacité	9
Figure 9	Débit du gazoduc de Foothills Pipeline (Sask.) par rapport à sa capacité à Monchy	10
Figure 10	Débit de la canalisation principale de Westcoast par rapport à sa capacité	10
Figure 11	Débit du B.C. System de TransCanada par rapport à sa capacité à Kingsgate	11
Figure 12	Débit du réseau d'Alliance par rapport à sa capacité	12
Figure 13	Débit de Gazoduc Trans Québec & Maritimes par rapport à sa capacité	12
Figure 14	Débit du gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline par rapport à sa capacité	12
Figure 15	Débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité	13
Figure 16	Débit du réseau de TPTM par rapport à sa capacité	14
Figure 17	Débit du pipeline Express par rapport à sa capacité	15
Figure 18	Débits du réseau de Pipelines Trans-Nord Inc.	15
Figure 19	Droits repères de gazoducs réglementés par l'ONÉ	19
Figure 20	Droits repères d'oléoducs réglementés par l'ONÉ	20
Figure 21	Droits repères des gazoducs et des oléoducs	21
Figure 22	Période d'application des règlement négociés	22
Figure 23	Qualité globale du service	23
Figure 24	Fiabilité de l'exploitation matérielle	24
Figure 25	Ratios de couverture des charges fixes	27
Figure 26	Ratios flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette	28
Figure 27	RCA réalisés et RCA autorisés par l'ONÉ pour les années 1999 à 2005	30
Figure 28	Comparaison entre les prévisions de l'offre de l'ONÉ et les projets pipeliniers proposés et calendriers de mise en service	37

TABLEAUX

Tableau 1	Répartition de la capacité chez Enbridge	17
Tableau 2	Répartition de la capacité chez TPTM	17
Tableau 3	Répartition de la capacité chez Cochin	18
Tableau 4	RCA réalisés et RCA de l'instance RH-2-94 (en pour cent)	29
Tableau 5	Ratios présumés du capital-actions ordinaire (en pour cent)	30
Tableau 6	Historique des cotes de solvabilité accordées par le DBRS	31
Tableau 7	Historique des cotes de solvabilité accordées par la S&P	32
Tableau 8	Historique des cotes de solvabilité accordées par Moody's	33
Tableau 9	Agrandissements ou nouveaux gazoducs annoncés au Canada	35
Tableau 10	Terminaux méthaniers proposés au Canada	36
Tableau 11	Agrandissements ou nouveaux oléoducs annoncés ou proposés au Canada	38

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
ACPE	Association canadienne de pipelines d'énergie
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
Altex	Altex Energy Ltd.
BAII	bénéfice avant intérêts et impôts
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
Cochin	Cochin Pipe Lines Ltd.
Coral	Coral Energy Canada Inc.
DBRS	Dominion Bond Rating Service
É.-U.	États-Unis
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
Express	Express Pipeline Limited Partnership
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
Gateway	Gateway Pipeline Inc.
GNL	gaz naturel liquéfié
Irving/Repsol	Irving Oil Company Limited et Repsol YPF
Kinder Morgan	Kinder Morgan Canada Inc.
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Mackenzie	Projet gazier Mackenzie
MAR-SG	mécanisme d'atténuation du risque pour le service de transport garanti
Moody's	Moody's Canada Inc.
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie
PADD	Petroleum Administration Defense District
PCOG	Petro-Canada Oil and Gas
PIB	produit intérieur brut
PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
PTNI ou Trans-Nord	Pipelines Trans-Nord Inc.
RCA	rendement du capital-actions
S&P	Standard & Poor's
SDA	service de dépassement autorisé
SG	service garanti
Terasen	Terasen Pipelines Inc.
TPTM	Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
TransCanada ou TCPL	TransCanada PipeLines Limited
T-Sud	canalisation principale Sud de Westcoast (zone 4)
Union Gas	Union Gas Limited
Westcoast	Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Duke Energy Gas Transmission

UNITÉS DE MESURE

GJ	gigajoule
m^3/j	mètres cubes par jour
Gpi^3	milliard de pieds cubes
$10^3b/j$	milliers de barils par jour
$10^3m^3/j$	milliers de mètres cubes par jour
Mb/j	millions de barils par jour
Mpi^3/j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) est un organisme fédéral indépendant qui a pour raison d'être de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques dans l'intérêt public canadien[1], en s'en tenant au mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. L'ONÉ est un partenaire dynamique, efficace et averti du développement responsable du secteur énergétique du Canada au profit de la population canadienne.

Les principales attributions de l'ONÉ consistent à réglementer la construction et l'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales ou les limites d'une province, de même que les droits et tarifs de transport s'y rapportant. La réglementation des lignes internationales de transport d'électricité et lignes interprovinciales désignées de ressort fédéral représente une autre fonction importante. L'ONÉ réglemente également les importations et exportations de gaz naturel, les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité, ainsi que certaines activités liées à l'exploration gazière et pétrolière dans les régions pionnières du Canada, notamment dans le Nord et certaines zones extracôtières. Outre ces fonctions de réglementation, l'ONÉ agit comme source de renseignements et de conseils dans le domaine de l'énergie en veillant à recueillir et à analyser l'information sur les marchés canadiens de l'énergie par le truchement de son programme de surveillance et de ses processus réglementaires.

Le présent rapport, le deuxième du genre, présente une évaluation du réseau canadien de transport d'hydrocarbures. Il regroupe des données tirées de diverses sources publiques, que le personnel de l'ONÉ recueille et contrôle, ainsi que les renseignements sur les débits que fournissent les sociétés pipelinières. Dans la rédaction du rapport, l'Office a aussi tiré profit d'entretiens avec des membres de la communauté financière concernant les marchés de capitaux et les nouveaux enjeux qui se dessinent. Avant de publier l'ouvrage, l'Office en a soumis l'ébauche à l'Association canadienne de pipelines d'énergie (ACPÉ) et à l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) afin de recueillir leurs commentaires à son sujet. Le rapport tient compte des commentaires recueillis.

Si vous avez des observations sur le rapport ou des suggestions concernant d'autres sujets d'analyse, veuillez vous adresser à la personne suivante :

Karen Overli
Secteur des demandes
Office national de l'énergie
Téléphone : (403) 299-3661
Courriel : koverli@neb-one.gc.ca

[1] L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.

Si une partie désire s'appuyer sur de l'information tirée du présent rapport dans le cadre d'une instance réglementaire, elle peut produire cette information comme elle le ferait pour tout document public. Ce faisant, la partie est réputée adopter l'information et peut être appelée à répondre à des questions à son sujet.

Pour obtenir plus de renseignements sur l'ONÉ, y compris ses publications, prière de consulter le site de l'Office au http://www.neb-one.gc.ca.

INTRODUCTION

L'énergie est indispensable dans la vie de tous les jours. La capacité du réseau pipelinier d'acheminer l'énergie, sous la forme de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (LGN), de pétrole brut et de produits pétroliers, est vitale pour le bien-être économique du Canada.

La population canadienne compte sur un approvisionnement énergétique sécuritaire, fiable et efficace. Les 45 000 kilomètres (km) de pipelines interprovinciaux et internationaux soumis à la réglementation de l'ONÉ constituent un maillon essentiel du réseau de transport et de distribution d'énergie au Canada (figures 1 et 2). Ces canalisations comprennent des gazoducs de grand diamètre à haute pression et de gros oléoducs et pipelines de produits pétroliers à basse pression, qui s'étendent d'un bout à l'autre du Canada, ainsi que des pipelines de faible diamètre.

Les pipelines ont, à juste titre, la réputation d'être le moyen le plus sûr et le plus éconergétique de transporter d'énormes quantités de carburant et de combustible des producteurs jusqu'aux consommateurs. Au cours de 2005, les pipelines canadiens ont acheminé pour plus de 120 milliards de dollars de produits vers des marchés au Canada et aux États-Unis. On estime que ces services de transport ont coûté environ 5 milliards de dollars en 2005, sans compter les frais de combustible payés par les expéditeurs qui se servent des gazoducs. Toute cette activité repose sur une infrastructure largement invisible pour le consommateur, qui présente un faible taux de défaillance et a un impact minime sur l'environnement.

Pour se guider dans l'accomplissement de son mandat et garantir que la surveillance réglementaire qu'il exerce sur l'industrie procure des bienfaits à la population canadienne, l'Office s'est fixé cinq buts généraux, à savoir :

1. Les installations et activités réglementées par l'ONÉ sont sûres et sécuritaires, et perçues comme telles.
2. Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits des personnes touchées.
3. Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficients.
4. Dans l'accomplissement de son mandat, l'ONÉ bénéficie d'une participation efficace du public.
5. L'ONÉ produit de bons résultats par l'exercice d'un leadership novateur et la mise en œuvre de processus efficaces.

Chaque année, l'Office publie un éventail de rapports qui abordent différents aspects des marchés énergétiques canadiens. Le présent rapport, qui évalue le fonctionnement du réseau canadien de transport d'hydrocarbures, se rapporte principalement au but 3. Cependant, pour que le réseau de transport puisse fonctionner d'une manière efficace et efficiente, il faut qu'il soit exploité de façon

sécuritaire et dans le respect de l'environnement, aspects qui relèvent des buts 1 et 2. Le rendement du réseau du point de vue de la sécurité et de la protection de l'environnement est examiné dans un document d'accompagnement publié par l'Office, qui s'intitule : *Gros plan sur la sécurité et l'environnement – Analyse comparative du rendement des pipelines.*

Le présent rapport ne constitue par un document de réglementation. Dans cet ouvrage, l'Office ne rend pas de décisions sur des questions réglementaires, et les facteurs au regard desquels nous y évaluons le fonctionnement du réseau de transport canadien ne sont pas nécessairement ceux qui seraient pris en compte dans le cadre d'une instance réglementaire.

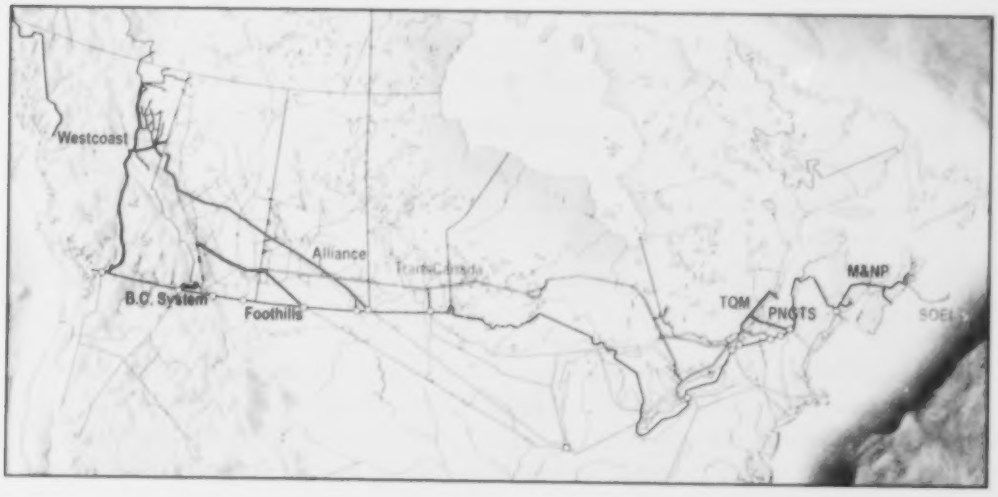
L'Office juge qu'il faut que les trois résultats suivants soient atteints avant de pouvoir affirmer que le réseau de transport d'hydrocarbures fonctionne bien :

1. La capacité pipelinière en place est suffisante pour acheminer les produits énergétiques des producteurs jusqu'aux consommateurs;
2. Les pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix raisonnables;
3. Les pipelinières présentent assez de vigueur financière pour attirer des capitaux à des conditions qui leur permettent d'assurer l'entretien de leurs réseaux et de construire de nouvelles infrastructures de manière efficace pour répondre aux besoins du marché à mesure qu'il évolue.

Un réseau efficient de transport d'hydrocarbures doit pouvoir s'agrandir dans des délais opportuns, à mesure que l'évolution de la conjoncture du marché exige l'ajout de capacité pipelinière. Pour que l'agrandissement soit réalisé en temps opportun, deux conditions doivent être réunies. D'une part, les pipelinières doivent avoir facilement accès à des capitaux, selon des modalités raisonnables; d'autre part, il faut que les processus réglementaires se déroulent d'une manière opportune et prévisible, tout en donnant à toutes les parties touchées une chance équitable de faire valoir leurs points de vue avant qu'une décision ne soit rendue à l'égard de la demande.

Dans ce rapport, l'Office évalue la capacité des sociétés pipelinières d'accéder à des capitaux à des conditions raisonnables. Cependant, il n'y évalue pas l'efficience et l'efficacité de sa démarche de

Gazoducs réglementés par l'ONÉ



réglementation. L'Office rend compte d'un certain nombre de critères de mesure de l'efficience de la réglementation par le truchement de son *Rapport annuel au Parlement* et du *Rapport ministériel sur le rendement* qu'il présente chaque année au Conseil du Trésor, soit deux documents du domaine public. Ce rapport examine toutefois les résultats du Sondage sur les services liés aux pipelines (voir la partie 2.3.1) et fournit des renseignements sur la façon dont les expéditeurs perçoivent les processus réglementaires de l'ONÉ. L'Office reconnaît qu'il est possible d'améliorer les moyens qu'il utilise pour évaluer l'efficacité et l'efficience de la réglementation, et il entend consulter les parties prenantes à ce sujet.

Pour les besoins de la réglementation financière exercée par l'Office, les sociétés pipelinières sont divisées en deux groupes, soit le Groupe 1 et le Groupe 2. Les grandes sociétés gazières et pétrolières

FIGURE 2

Oléoducs réglementés par l'ONÉ

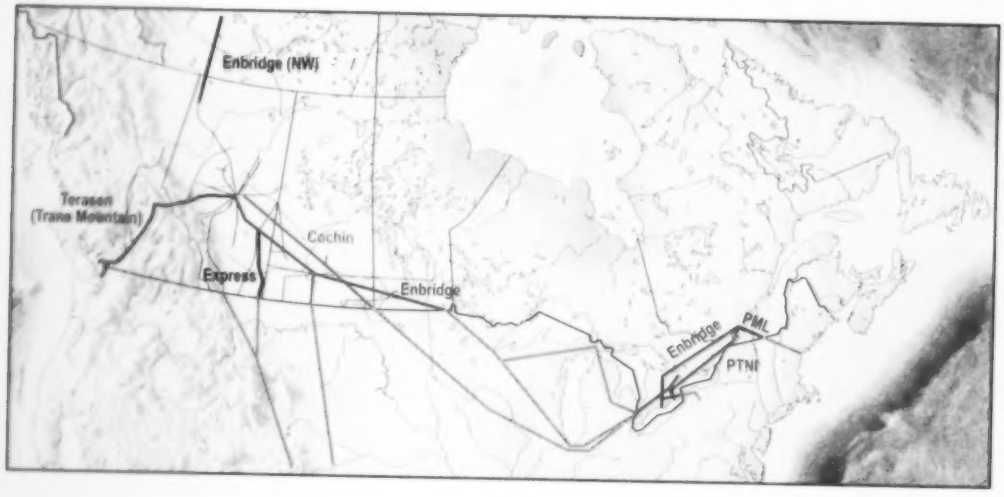


FIGURE 3

Offre et utilisation du gaz naturel en 2005

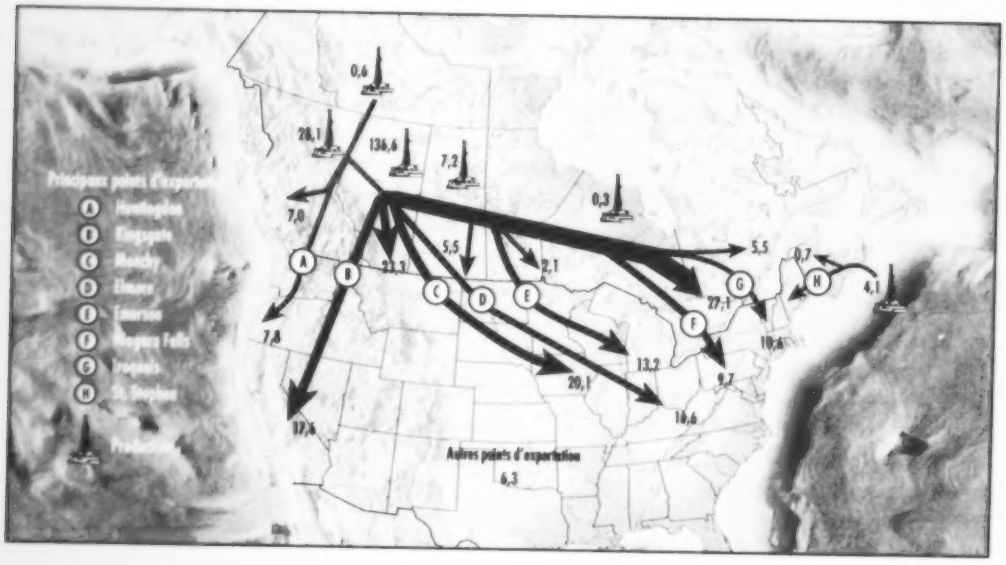
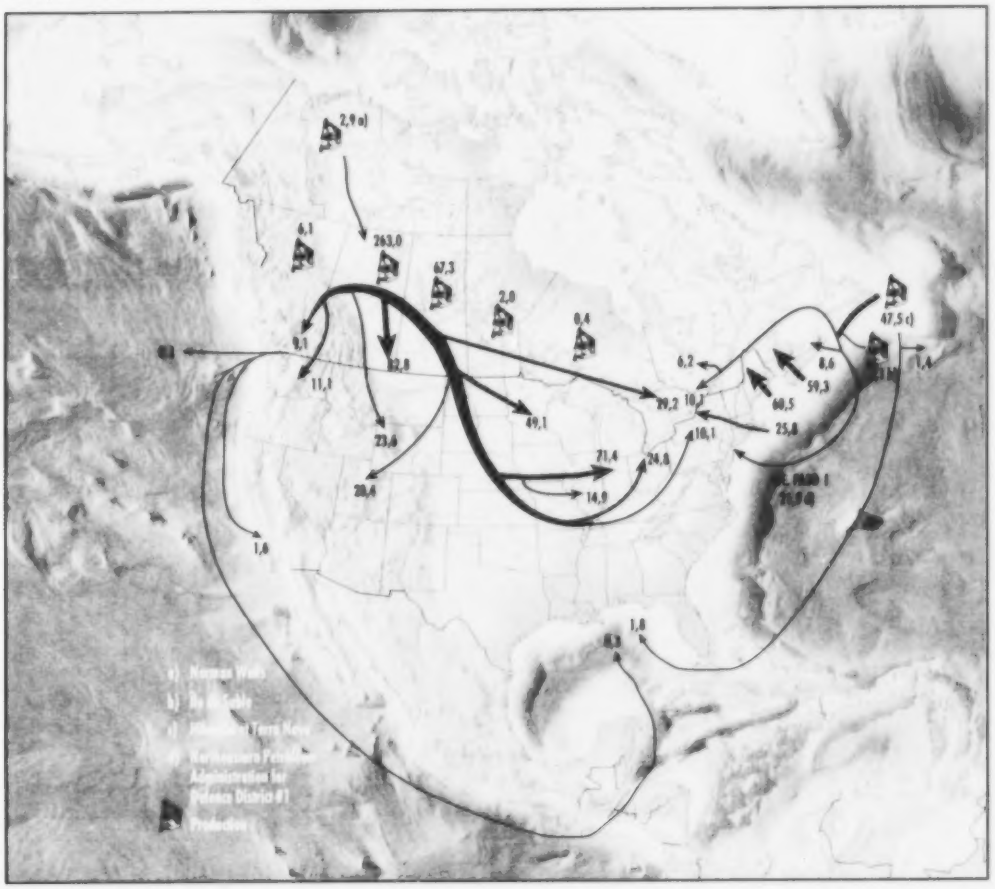


FIGURE 4

Offre et utilisation du pétrole en 2005



font partie du Groupe 1 et sont soumises à une réglementation suivie de la part de l'ONÉ. Toutes les autres sociétés pipelinières du ressort de l'Office sont classées dans le Groupe 2 et font l'objet d'une réglementation moins étroite. Le lecteur trouvera une liste des sociétés réglementées par l'ONÉ, au 31 décembre 2005, à l'annexe 4 du rapport.

Pour déterminer dans quelle mesure ses trois critères de bon fonctionnement du réseau sont atteints, l'Office s'est servi de données accessibles dans le public au sujet des sociétés du Groupe 1 et d'Express Pipeline Limited Partnership (Express), la plus importante des sociétés du Groupe 2. Ces sociétés sont propriétaires de la majeure partie du réseau canadien de transport d'hydrocarbures et les données qui en émanent donnent une bonne idée du fonctionnement global du réseau de transport.

Le Rapport annuel 2005 de l'Office fournit de plus amples renseignements à ce sujet.

LE RÉSEAU CANADIEN DE TRANSPORT D'HYDROCARBURES

2.1 Suffisance de capacité pipelinière

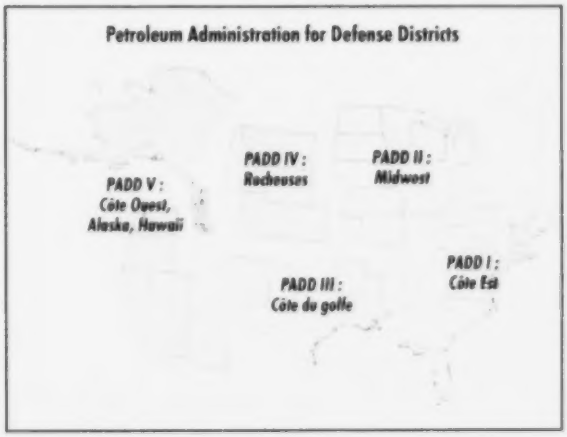
Un des principaux critères de mesure du bon fonctionnement des marchés énergétiques est la capacité du réseau pipelinier de transporter efficacement le pétrole brut, les produits raffinés, le gaz naturel et les LGN vers les régions consommatrices.

Dans cette partie, nous examinons les aspects suivants pour évaluer si la capacité pipelinière en place est suffisante :

1. le rapport entre les écarts de prix et les droits du service garanti sur les principaux trajets de transport;
2. l'utilisation de la capacité des pipelines;
3. le recours à des répartitions de la capacité dans les principaux oléoducs.

L'Office a généralement adopté le point de vue qu'il est préférable d'avoir un excédent de capacité pipelinière plutôt que d'en manquer. Un excédent de capacité entraîne des coûts pour les expéditeurs, sous la forme de droits plus élevés, mais les coûts associés à un manque de capacité pipelinière leurs sont généralement supérieurs. En effet, si la capacité d'acheminement est insuffisante, les producteurs subissent de grosses pertes de recettes faute de pouvoir transporter leur pétrole ou leur gaz jusqu'aux marchés. Par ailleurs, il importe non seulement d'avoir un certain excédent de capacité, mais aussi de bénéficier d'une certaine flexibilité quant au choix du marché ou au type de produit.

En l'absence d'une capacité suffisante pour expédier le pétrole brut jusqu'à la côte Ouest et au PADD V (côte Ouest des États-Unis), les producteurs peuvent acheminer leur produit en Ontario et au PADD II (Midwest), ou au PADD IV (région des montages Rocheuses). Inversement, lorsque les raffineries de l'Ontario et du PADD II sont en cours d'entretien, le pétrole brut peut être livré plutôt sur la côte Ouest et dans le PADD V ou le PADD IV, pourvu que la capacité pipelinière voulue soit disponible.



Le fait que la valeur du gaz naturel et du pétrole transportés sur les pipelines réglementés par l'ONÉ dépasse largement le coût du service sur ces pipelines montre toute l'importance de disposer d'une capacité pipelinière suffisante.

2.1.1 Écarts de prix et droits du service de transport garanti pour le gaz naturel

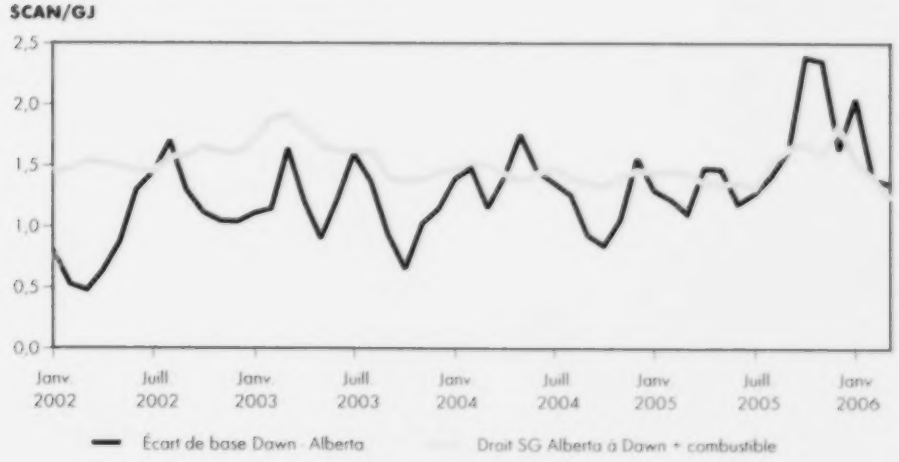
Lorsque la capacité pipelinière est suffisante entre deux carrefours de marché, les prix du produit sont « reliés » et l'écart de prix est égal ou inférieur au coût du transport entre ces deux points. Si l'écart de prix est moindre que le droit du service de transport, majoré du coût du combustible, c'est une indication que le marché dispose d'une capacité pipelinière suffisante entre les deux points d'établissement des prix. À défaut d'une capacité pipelinière suffisante entre les deux points du marché, l'écart de base, c'est à dire l'écart entre les prix du produit aux deux extrémités, serait plus élevé que le coût du transport. Dans un marché qui bénéficie d'une capacité pipelinière suffisante, les vendeurs acheminent habituellement le produit vers le marché qui procure le meilleur bénéfice net au producteur, et donc répondent au besoin d'énergie de cette région. Si la capacité est insuffisante, le produit ne peut pas se rendre jusqu'au marché et l'écart de prix persiste, se traduisant par des prix plus élevés pour les consommateurs et des pertes de recettes pour les producteurs.

Pour utiliser l'écart de prix comme indicateur de la suffisance de capacité pipelinière, il faut disposer de données raisonnablement bonnes sur les prix. Sont présentées ci-après deux comparaisons entre l'écart de prix et le droit du service garanti : une pour le transport sur le réseau de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou TCPL) et l'autre pour le transport sur le réseau de Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Duke Energy Gas Transmission (Westcoast).

La figure 5 compare l'écart de base entre la frontière de l'Alberta et le point de livraison de Dawn avec le droit du service garanti de TransCanada entre ces deux points, majoré du coût du combustible. L'écart de base entre Dawn et l'Alberta est généralement inférieur au coût total du transport (droit du service garanti plus combustible) via le pipeline de TransCanada qui relie ces deux marchés. Ceci dénote qu'il existe une capacité pipelinière suffisante entre ces endroits. Comme l'indiquent les fluctuations de l'écart de base entre les deux endroits, les prix du gaz naturel sont très portés à réagir à des variations même modestes du flux ou de la demande. L'augmentation à court terme de l'écart de base entre septembre 2005 et janvier 2006 reflète l'accroissement de la demande d'approvisionnements venant d'autres bassins, lorsque les approvisionnements gaziers en provenance du golfe du Mexique ont chuté par suite des perturbations causées par les ouragans Katrina et Rita.

FIGURE 5

Comparaison entre l'écart de base Dawn – Alberta et le coût du transport sur TransCanada (plus le combustible)

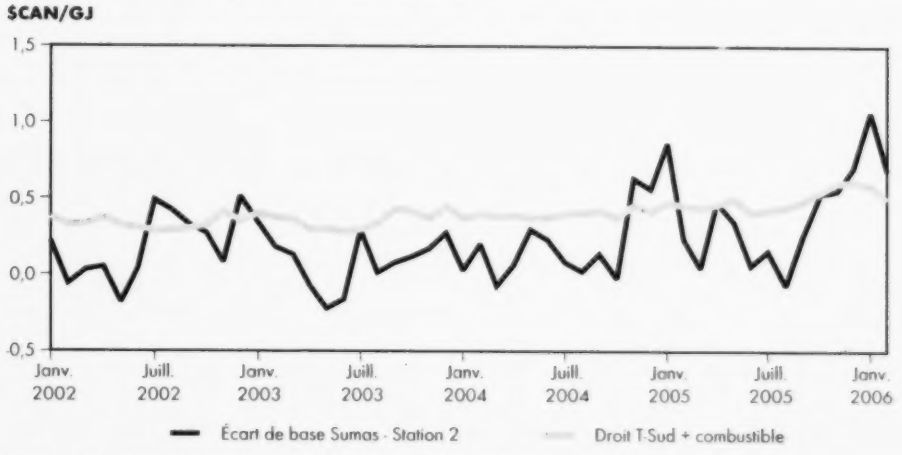


Des températures froides survenues au tout début de l'hiver ont aussi influé sur la demande. De plus, suite à la hausse des prix du gaz entraînée par les ouragans, le coût du combustible utilisé dans les compresseurs du pipeline a aussi augmenté temporairement. Depuis, des températures très clémentes et le recul de la demande en réaction à la montée des prix ont contribué à modérer les flux et la demande de gaz et de services de transport.

La figure 6 compare l'écart de base entre la station de compression nº 2 du réseau Westcoast et le point d'exportation de Sumas, et le droit applicable au service garanti de Westcoast entre ces deux points (service T-Sud ou transport par la canalisation principale Sud), majoré du coût du combustible. À partir de janvier 2002, l'écart de base a été inférieur au coût de transport, sauf durant quelques mois, ce qui dénote que la capacité en place a été suffisante depuis ce moment là.

FIGURE 6

Comparaison entre l'écart de base Sumas – Station 2 et le coût du transport sur T-Sud de Westcoast (plus le combustible)



Note : 2006 - Droits différenciés selon la durée (contrat de service de 5 ans ou plus)

Dans l'ensemble, la comparaison entre les écarts de prix et les droits du transport garanti pour le gaz naturel révèle que la capacité pipelinière entre les marchés étudiés est suffisante la plupart du temps. En général, l'écart de base entre deux points d'établissement des prix a été légèrement inférieur au coût du transport pipelinier, majoré du coût du combustible. Cependant, les prix du gaz naturel sont instables. Les perturbations de l'approvisionnement causées par les ouragans dans le golfe du Mexique, couplées à des températures irrégulières, ont influé à la fois sur l'écart de base et sur le coût du combustible des pipelines. Les figures 5 et 6 montrent des périodes où l'écart de base a surpassé le droit de transport majoré du coût du combustible. Ces situations se sont avérées temporaires, et les flux de gaz et les prix se sont modérés par la suite.

Écarts de prix et droits de transport sur les oléoducs

La disponibilité de capacité pipelinière, la concurrence, le jeu de l'offre et de la demande, la saisonnalité et la qualité du pétrole brut figurent parmi les principaux déterminants des écarts de prix. Les écarts de prix s'accentuent de plus en plus sur les oléoducs en raison de l'augmentation de l'offre de bitume de pétrole brut provenant des sables bitumineux. Les contraintes du point de vue de l'accès aux marchés, spécialement aux marchés qui possèdent des raffineries pour le traitement du pétrole brut lourd, exercent une pression à la baisse sur les prix du pétrole lourd et creusent l'écart de prix léger–lourd.

Dans la figure 7, l'écart de prix entre le pétrole brut léger Edmonton Par et le Western Canadian Select (WCS), un brut lourd, illustre bien l'ampleur de l'écart léger–lourd. Comme le montre la figure, l'écart moyen s'est accentué dans les dernières années, atteignant en moyenne environ 30 % au cours d'une année. On remarque que le prix du brut lourd au premier trimestre de 2006 a été, en moyenne, de 42 % de moins que celui du brut léger (c'est l'écart léger–lourd).

D'ordinaire, l'écart se rétrécit pendant la période estivale à cause de la demande additionnelle de pétrole brut lourd utilisé pour la production de bitume de pavage.

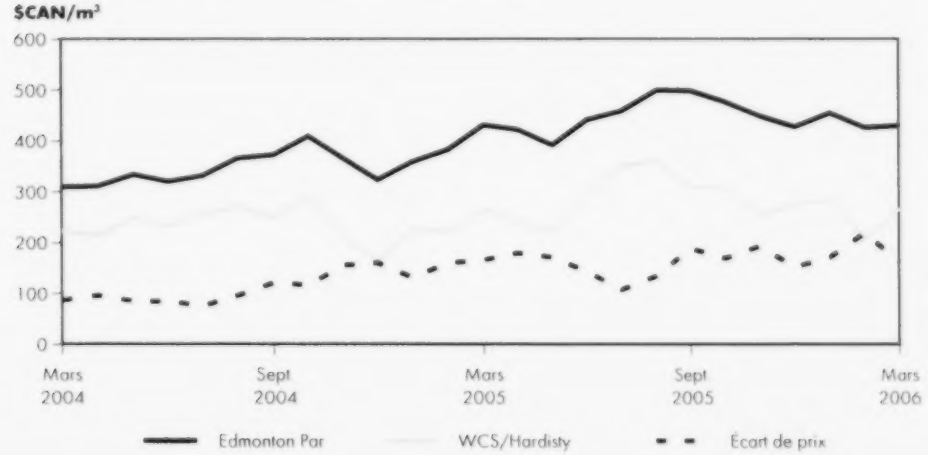
La croissance de l'offre de pétrole provenant des sables bitumineux, conjuguée aux contraintes liées à la capacité pipelinière et à un manque de capacité de raffinage pour le traitement du pétrole brut lourd, a contribué à creuser les écarts de prix. De gros écarts léger–lourd réduisent les rentrées nettes des producteurs de pétrole lourd, au point où des projets d'exploitation des sables bitumineux pourraient, à la rigueur, ne plus être rentables à réaliser. Récemment, l'écart s'est amoindri en raison de l'élargissement de l'accès aux marchés, c'est à dire la livraison de pétrole brut canadien à Cushing (Oklahoma), par le pipeline Spearhead, et sur la côte américaine du golfe du Mexique, via le gazoduc inversé de Mobil.

2.1.2 *Utilisation de la capacité sur les principaux trajets*

On dispose de données sur les prix pour un certain nombre de points d'injection et de livraison le long des réseaux pipeliniers. Mais à défaut de telles données, une autre mesure de la suffisance de capacité réside dans le rapport entre le débit d'un pipeline et sa capacité. L'Office suit l'utilisation de la capacité sur la plupart des gros pipelines qu'il réglemente.

FIGURE 7

Prix du pétrole brut canadien et écarts de prix



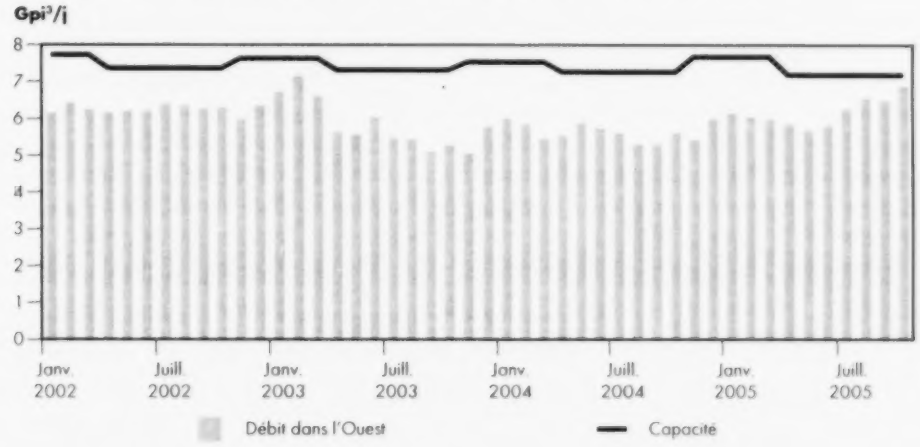
Les figures qui suivent présentent une comparaison du débit mensuel moyen et de la capacité dans le cas de certains des plus gros réseaux réglementés par l'ONÉ, soit ceux de TransCanada (réseau principal), de Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills), de TransCanada B.C. System, de Westcoast, d'Alliance Pipeline Ltd. (Alliance), de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM), de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP), d'Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (TPTM), qui appartient à Kinder Morgan Canada, d'Express et de Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI).

Gaz naturel

La figure 8 compare le débit mensuel moyen sur le réseau principal de TransCanada (qui est à peu près équivalent à la quantité de gaz qui transite vers l'est sur le réseau à partir de la Saskatchewan) à la capacité de la canalisation des Prairies de TransCanada. Il ressort de la figure 8 que la canalisation des Prairies ait été exploitée à entre 70 % et 80 % de sa capacité depuis avril 2003, mais que les expéditions ont augmenté au cours des derniers mois. Ceci reflète l'augmentation de la demande de gaz canadien dans l'Est à la suite des chaudes températures de l'été dernier et de la baisse des approvisionnements en gaz (depuis septembre) venant du golfe du Mexique, en raison des ouragans survenus à la fin de l'été. Dans l'ensemble, l'indicateur révèle qu'il existe une capacité pipelinière suffisante pour transporter les volumes demandés vers les marchés de l'Est.

FIGURE 8

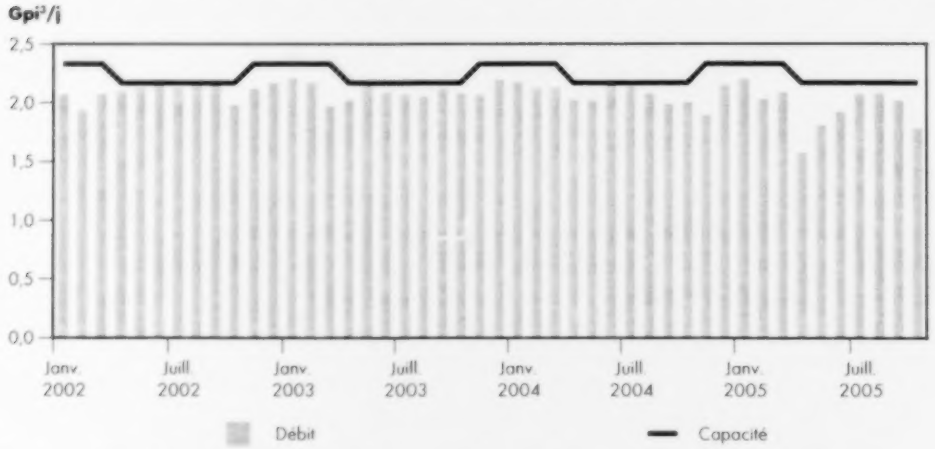
Débit du réseau principal de TransCanada par rapport à sa capacité



Les données de la figure 9 représentent le débit mensuel moyen sur la canalisation Foothills Pipeline (Sask.) de TransCanada, par rapport à la capacité du pipeline. Cette canalisation se raccorde au gazoduc de Northern Border Pipeline Ltd. (Northern Border) à Monchy (Saskatchewan), afin que le gaz soit acheminé jusqu'au Midwest américain. L'utilisation de la capacité du pipeline Foothills (Sask.) s'est maintenue autour d'une moyenne annuelle de 94 % depuis 2002, mais elle a fléchi à certains moments au cours du printemps de 2005. La baisse de débit est survenue pendant une période où le gazoduc de raccordement Northern Border s'est trouvé aux prises avec une capacité garantie invendue, situation attribuable à une faible demande saisonnière et de hauts niveaux de stockage.

FIGURE 9

Débit du gazoduc de Foothills Pipeline (Sask.) par rapport à sa capacité à Monchy



La figure 10 présente le débit mensuel moyen sur la canalisation principale Sud de Westcoast comparativement à la capacité entre la station 2 et le point d'exportation de Sumas. La figure fait ressortir la nature saisonnière du débit sur cette canalisation : de plus forts volumes de gaz sont transportés au creux de l'hiver et moins de volumes le sont l'été. La concurrence exercée par la production de la région des montagnes Rocheuses américaines, qui a également accès au marché du Nord-Ouest Pacifique via le réseau Northwest Pipelines de Williams, est un facteur majeur qui contribue au faible débit de la canalisation de Westcoast. Au début de 2006, un hiver clément et l'accroissement de la production hydroélectrique en Colombie Britannique et dans la région du Nord-Ouest Pacifique ont aussi réduit les flux de gaz sur la canalisation. En effet, les flux de pointe ont été plus bas qu'à la normale, et la période de pointe hivernale a été plus courte.

La figure 11 compare le débit mensuel moyen du réseau B.C. System de TransCanada à sa capacité. L'utilisation annuelle moyenne de la capacité a chuté, passant d'environ 77 % en février 2002 à approximativement 60 % en mars 2006, et il existe une capacité libre pour l'exportation de gaz via Kingsgate. En Californie, soit la principale région de marché de B.C. System, les intervenants du

FIGURE 10

Débit de la canalisation principale de Westcoast par rapport à sa capacité

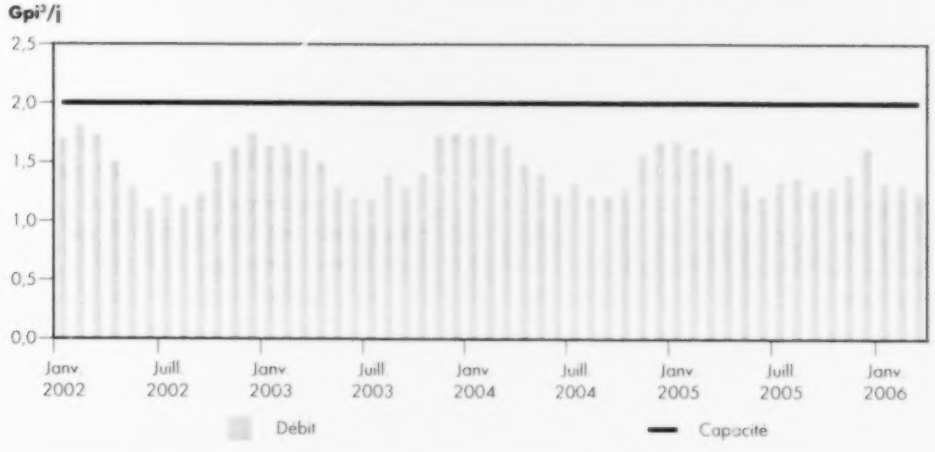
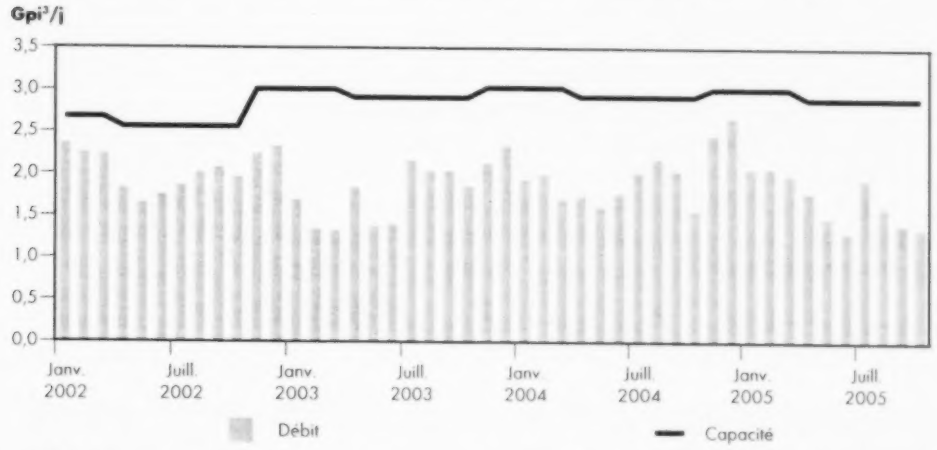


FIGURE 11

Débit du B.C. System de TransCanada par rapport à sa capacité à Kingsgate

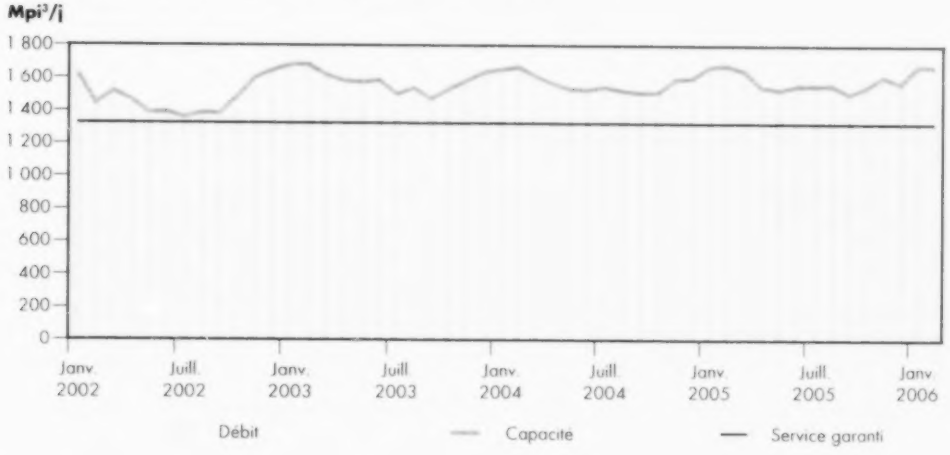


marché disposent de diverses options de transport qui leur donnent accès aux approvisionnements de la région des montagnes Rocheuses, de San Juan et des bassins permiens, en plus de ceux du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Dans la figure 12, le débit mensuel moyen du réseau d'Alliance est comparé à la capacité matérielle du réseau. Alliance offre une capacité en service garanti d'environ 37 534 $10^3m^3/j$ (1,325 Gpi^3/j), et toute capacité additionnelle est mise à la disposition des expéditeurs détenant des contrats, suivant une répartition au prorata, au moyen du service de dépassement autorisé (SDA). Les niveaux de SDA sont déterminés de façon journalière, et le prix de cette capacité est établi au coût du combustible seulement. La capacité totale disponible varie en fonction de facteurs comme la température ambiante et la disponibilité de motocompresseurs (qui dépend des calendriers d'entretien). Pour l'essentiel, la capacité totale disponible d'Alliance a été entièrement utilisée depuis sa mise en exploitation, toute la capacité en service garanti étant souscrite à long terme.

FIGURE 12

Débit du réseau d'Alliance par rapport à sa capacité



La figure 13 compare le débit mensuel moyen de TQM à la capacité du gazoduc. On constate la nature saisonnière du débit : plus de volumes sont transportés pendant la période de pointe de l'hiver. Comme l'utilisation annuelle moyenne de la capacité se situe autour de 60 %, le gazoduc a une capacité libre qui est utilisée pour livrer du gaz entre le réseau principal de TransCanada, qui relie TQM à Saint Lazare sur la frontière entre l'Ontario et le Québec, et les points terminaux de TQM à Saint-Nicolas (Rive Sud de la ville de Québec) et East Hereford (frontière du New Hampshire). Cependant, parce que la capacité de compression limitée du réseau est nécessaire pour fournir la pression de livraison requise au point d'exportation de East Hereford, toute capacité libre sur TQM est très sensible à la distribution réelle de la charge le long du gazoduc. Les coefficients d'utilisation plus élevés enregistrés en 2005 reflètent une hausse des exportations à partir de East Hereford, laquelle était attribuable à la baisse des approvisionnements gaziers venant du golfe du Mexique suite aux ouragans survenus en fin d'été.

La figure 14 présente le débit mensuel moyen du gazoduc de M&NP comparativement à sa capacité. L'utilisation annuelle moyenne de la capacité est en baisse, ayant chuté de 92 % en 2002 à un niveau

FIGURE 13

Débit de Gazoduc Trans Québec & Maritimes par rapport à sa capacité

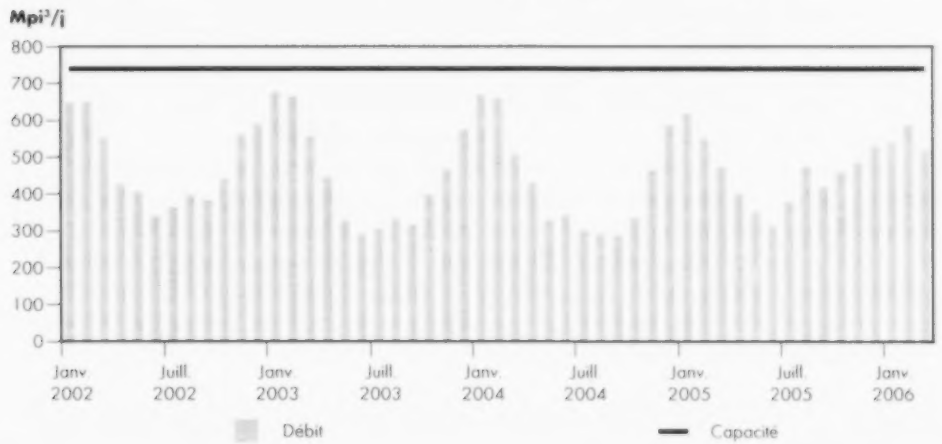
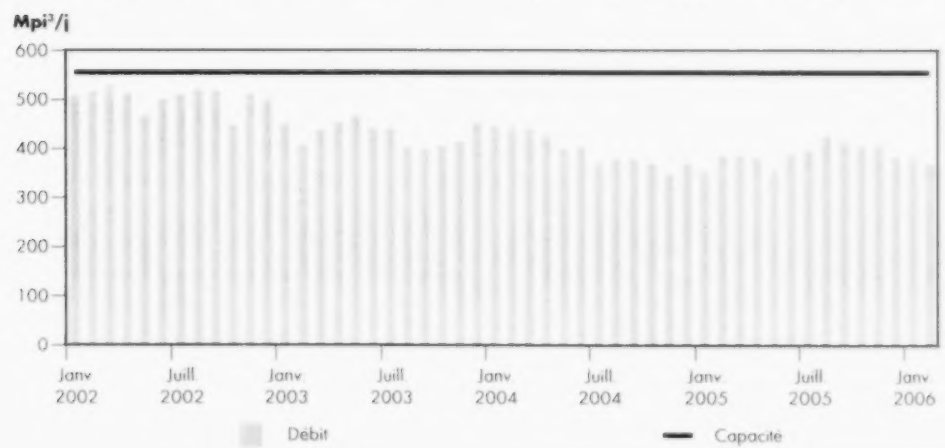


FIGURE 14

Débit du gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline par rapport à sa capacité



moyen d'environ 70 % en 2005. Le déclin de la production de gaz naturel dans le cadre du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable réalisé en Nouvelle-Écosse est à l'origine de cette baisse. Les variations de débit tiennent surtout à des fluctuations de l'offre de gaz.

L'ONÉ ne réglemente pas le couloir Dawn Parkway, mais celui-ci représente un lien essentiel entre le carrefour de Dawn et les marchés en plein essor de l'Est du Canada et du Nord-Ouest des États-Unis. L'an dernier, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a approuvé la phase 1 de l'agrandissement du réseau de Union Gas, qui est censée entrer en service d'ici novembre 2006. Cette année, Union a déposé une demande auprès de la CEO pour faire approuver la phase 2 du projet d'agrandissement. Si la CEO l'approuve, l'agrandissement devrait entrer en service d'ici le 1er novembre 2007. Il y a tout lieu de croire que la demande de capacité dans ce couloir demeurera robuste, compte tenu de la liquidité de Dawn, en tant que carrefour d'échanges transactionnels, et de sa portée en termes d'accès aux marchés.

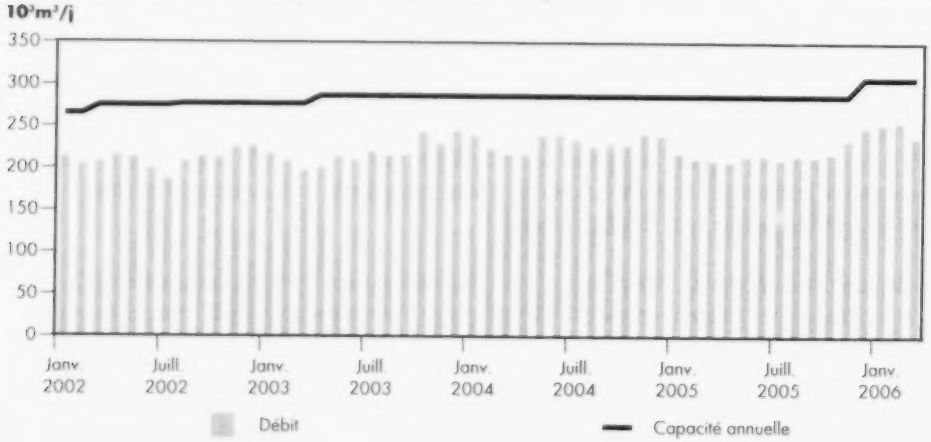
Pétrole

Il peut être difficile de déterminer la capacité et les débits d'un oléoduc parce qu'il y a plusieurs facteurs à considérer, notamment : le type de produit, le mélange de produits, la constitution des lots, la configuration du pipeline et les goulets d'étranglement.

Le réseau d'Enbridge trouve son point de départ à Edmonton, passe par l'Alberta et traverse les Prairies canadiennes vers l'est, jusqu'à la frontière canado-américaine près de Gretna, au Manitoba, avant de rejoindre le réseau Lakehead aux États-Unis. Il représente le plus gros pipeline de pétrole brut au monde et est le principal transporteur de pétrole brut entre l'Ouest canadien et les marchés de l'Est du Canada et du Midwest américain. Le réseau est constitué de plusieurs canalisations qui transportent du pétrole brut, des LGN et des produits pétroliers raffinés. La figure 15 montre le débit de la canalisation principale d'Enbridge par rapport à la capacité de toutes les canalisations du réseau. En 2005, Enbridge a transporté environ 224 600 m^3/j (1,4 Mb/j) de pétrole brut, de produits pétroliers et de LGN. Au cours du premier trimestre de 2006, le gazoduc d'Enbridge a fonctionné à environ 80 % de sa capacité (figure 15). Certaines canalisations, en particulier les canalisations 3 et 4, qui transportent du pétrole lourd, ont fonctionné à pleine capacité ou presque et ont parfois exigé des répartitions de la capacité (voir la partie 2.1.3).

FIGURE 15

Débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité



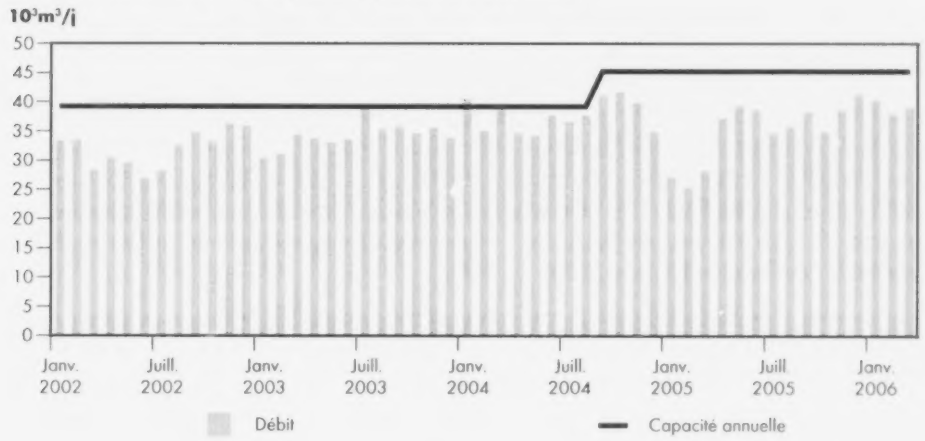
Kinder Morgan a acheté Terasen Inc., propriétaire du réseau Trans Mountain, en novembre 2005, devenant un acteur de premier plan parmi les sociétés d'oléoduc au Canada. La capacité actuelle de TPTM, en supposant des expéditions de pétrole lourd, se chiffre à 35 700 m^3/j (225 $10^3b/j$). L'oléoduc est exploité à pleine capacité, ou presque, depuis plusieurs années et a plusieurs fois eu recours à des répartitions de la capacité (voir la partie 2.1.3). La figure 16 indique une capacité plus élevée de 45 300 m^3/j (285 $10^3b/j$), mais celle ci suppose l'absence d'expéditions de pétrole brut lourd. En moyenne, spécialement au cours des deux dernières années, 20 % des arrivages de pétrole brut de TPTM à Edmonton sont du pétrole lourd et, à cause de la plus grande viscosité de ce produit, la capacité du pipeline se trouve réduite à 35 700 m^3/j (225 $10^3b/j$).

Le 5 juillet 2005, Terasen a déposé une demande devant l'ONÉ en vue de faire approuver un agrandissement qui ajouterait une capacité de 5 600 m^3/j (35 $10^3b/j$). L'agrandissement a été approuvé le 10 novembre 2005 et sa mise en service est prévue pour avril 2007.

Au cours du premier trimestre de 2006, TPTM a fonctionné à environ 86 % de sa capacité (voir la figure 16). Même si le réseau n'était pas exploité à pleine capacité, il y a eu des répartitions de la capacité en janvier, février et mars de cette année. Plusieurs facteurs ont conduit à cette situation, dont l'accroissement de l'offre de pétrole extrait des sables bitumineux ainsi que l'augmentation de la demande des raffineurs de l'État de Washington et des expéditions au quai Westridge.

FIGURE 16

Débit du réseau de TPTM par rapport à sa capacité[2]



Au cours des dernières années, le pipeline d'Express a été exploité à pleine capacité. En avril 2005, Express a mené à bien un projet d'agrandissement qui a ajouté une capacité de 17 600 m^3/j (100 $10^3b/j$) dans le réseau et porté sa capacité totale à 44 900 m^3/j (280 $10^3b/j$). Express est le seul pipeline de pétrole brut dans l'Ouest du Canada dont la majeure partie de la capacité fait l'objet d'ententes de prise obligatoire avec les expéditeurs.

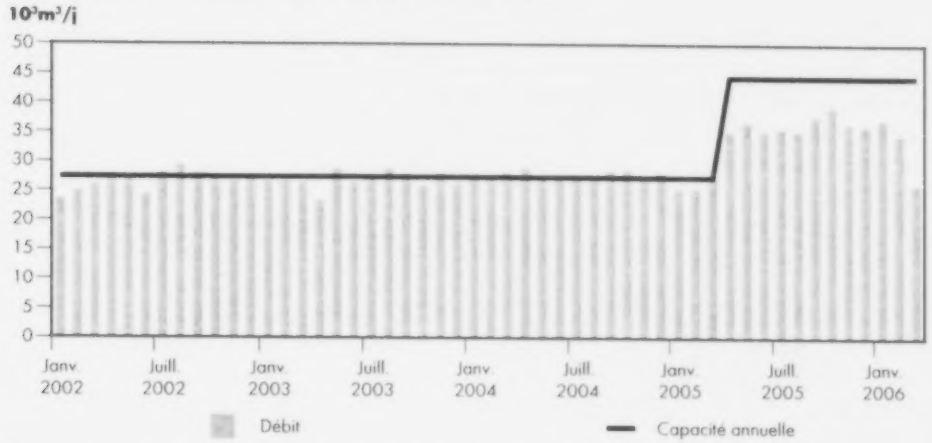
Au cours du premier trimestre de 2006, Express a fonctionné à environ 73 % de sa capacité (figure 17). Les débits ont accusé un recul en 2006 en raison d'une répartition de la capacité survenue sur le réseau Platte aux État-Unis.

Pipelines Trans Nord Inc. (PTNI) exploite un pipeline servant au transport de produits pétroliers raffinés. Par le passé, le réseau s'étendait de Nanticoke (Ontario) à Montréal (Québec) et desservait

[2] Capacité exprimée en volumes de pétrole brut léger seulement (aucun pourcentage de pétrole lourd).

FIGURE 17

Débit du pipeline Express par rapport à sa capacité



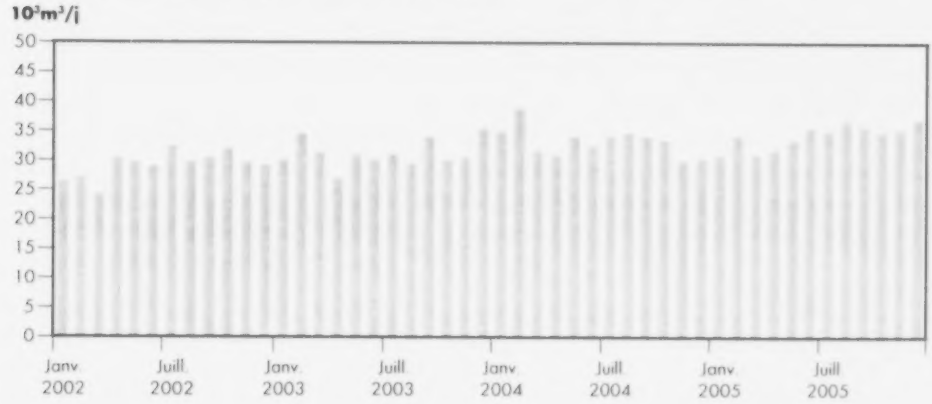
les terminaux de l'industrie pétrolière situés le long de ce trajet. En 2003, PTNI a présenté une demande à l'Office en vue d'accroître la capacité de la canalisation entre Montréal et Farran's Point (Ontario), en la faisant passer de 10 500 m^3/j (66 150 $10^3b/j$) à 21 000 m^3/j (132 300 $10^3b/j$), et d'inverser le sens de l'écoulement du tronçon compris entre Farran's Point et la région métropolitaine de Toronto, de sorte que le produit s'écoule d'est en ouest au lieu d'ouest en est.

L'Office a approuvé la demande d'inversion et a autorisé PTNI à accepter des engagements de prise obligatoire de la part de Petro-Canada et d'Ultramar correspondant à 91 % de la capacité de la canalisation inversée. La capacité restante du tronçon Farran's Point Toronto, soit 900 m^3/j (9 %), peut être affectée à des expéditions au comptant.

Les projets d'agrandissement et d'inversion exécutés en novembre 2004 avaient pour but de contrer une baisse des expéditions sur le réseau de PTNI et les effets de la fermeture de la raffinerie de Petro Canada à Oakville (Ontario). L'accroissement des livraisons à partir de Montréal via le réseau de PTNI permet de desservir les marchés de l'Ontario qui étaient approvisionnés auparavant par la raffinerie d'Oakville et par Ultramar, dont les expéditions étaient transportées par rail du Québec (figure 18).

FIGURE 18

Débits du réseau de Pipelines Trans-Nord Inc.



La capacité du réseau de PTNI est difficile à calculer parce qu'il y a plusieurs points de livraison et que la capacité de chaque tronçon est différente.

2.1.3 *Répartition de la capacité*

Les oléoducs sont exploités normalement comme des transporteurs publics, bien que certains pipelines, comme Express, la canalisation 9 d'Enbridge et PTNI, concluent des ententes de prise obligatoire à long terme avec leurs expéditeurs. Quand l'oléoduc fonctionne comme un transporteur public, les expéditeurs passent des commandes pour les volumes qu'ils souhaitent faire transporter, de façon mensuelle, sans conclure de contrat. Lorsque les expéditeurs commandent le transport de quantités de pétrole ou de produits pétroliers supérieures à ce que l'oléoduc peut transporter ce mois-là, la capacité du pipeline est répartie (c'est-à-dire que les volumes commandés sont réduits) en fonction des modalités du tarif publié par la société pipelinière. Une augmentation de l'offre, la croissance de la demande, la restructuration d'un pipeline ou l'inactivité de raffineries pour cause d'entretien sont au nombre des facteurs qui peuvent provoquer une répartition de la capacité. Nous analysons ci-dessous des données sur de récentes répartitions de la capacité effectuées sur les réseaux d'Enbridge, de TPTM et de Cochin.

Enbridge

Par le passé, les canalisations 2 et 4 d'Enbridge étaient réservées au transport de pétrole brut lourd, tandis que la canalisation 3 était affectée aux pétroles bruts moyens et légers. Au cours du troisième trimestre de 2005, Enbridge a réalisé le projet d'agrandissement Terrace, phase III en réponse à la croissance de l'offre de pétrole brut lourd. En faisant une substitution de service entre les canalisations 2 et 3, de manière à affecter la première au transport de pétrole léger et la seconde au transport de pétrole lourd, Enbridge a accru de 39 000 m^3/j (245 700 b/j) sa capacité de transport de pétrole lourd et a réduit de 18 400 m^3/j (115 920 b/j) la capacité affectée au transport de pétrole léger.

Comme l'indique le tableau 1, une seule répartition de la capacité est survenue sur la canalisation 4 entre août 2005 et février 2006. En février, chaque expéditeur a dû réduire ses volumes pour en arriver à une réduction de 3 % des commandes d'expédition. Plusieurs facteurs étaient à l'origine de cette répartition, notamment : l'accroissement de la production provenant des sables bitumineux, une répartition de la capacité sur le réseau Platte aux États-Unis, l'augmentation de la production de pétrole classique dans le Dakota du Nord, laquelle était injectée dans le réseau à Cromer (Manitoba) et Clearbrook (Minnesota), la restructuration de pipelines et les programmes d'entretien des raffineries.

La canalisation 9 d'Enbridge transporte du pétrole de Montréal (Québec) à Sarnia (Ontario) et sa capacité est de 38 150 m^3/j (240 000 b/j). Contrairement à l'an dernier, aucune répartition de la capacité n'a été effectuée sur cette canalisation entre août 2005 et février 2006. Cela s'explique, entre autres, par le fait que les raffineries de l'Ontario ont traité de plus gros volumes de pétrole brut classique léger venant de l'Ouest canadien.

TABLEAU 1

Répartition de la capacité chez Enbridge[3]

	Août-05	Sept.-05	Oct.-05	Nov.-05	Déc.-05	Janv.-06	Févr.-06
Répartition sur la canalisation[4]	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	3 %
Débit ($10^3m^3/j$)	104,3	103,4	102,4	113,0	90,4	113,9	111,0

TPTM

Sur le réseau TPTM, les répartitions de la capacité sont calculées séparément des expéditions à destination du marché canadien, des marchés d'exportation et du quai Westridge (présentés sous les rubriques Canada, Exportation et Westridge dans le tableau 2). La répartition de la capacité survenue de novembre 2005 à mars 2006 reflète une augmentation des expéditions découlant de l'expansion des projets d'exploitation des sables bitumineux et la croissance de la demande de brut canadien sur le marché. Au même moment, les expéditions de pétrole brut lourd ont aussi augmenté dans le réseau de TPTM, limitant encore davantage la capacité de transport. Avec l'amélioration de la conjoncture économique du marché, TPTM livre des quantités croissantes de pétrole brut de l'Ouest canadien aux raffineries de Washington ainsi qu'au quai Westridge, d'où elles sont exportées, et ces facteurs ont conduit à une répartition de la capacité à ces deux endroits.

À la suite de trois avis de requête et d'une plaidoirie orale, entendue le 11 avril 2006, l'Office a rendu une décision par laquelle il a approuvé l'inclusion d'une prime dans le Tarif d'Enbridge comme méthode de répartition de la capacité de transport à destination du quai Westridge. Le lecteur trouvera d'autres précisions à ce sujet dans la lettre de décision de l'Office, datée du 12 avril 2006, et les Motifs de décision MH-2-2005.

TABLEAU 2

Répartition de la capacité chez TPTM

	Août-05	Sept.-05	Oct.-05	Nov.-05	Déc.-05	Janv.-06	Févr.-06	Mars-06
Répartition de la capacité								
Canada	0 %	0 %	0 %	12 %	0 %	16 %	32 %	34 %
Exportation	0 %	0 %	0 %	18 %	15 %	18 %	33 %	43 %
Westridge	0 %	0 %	0 %	74 %	0 %	30 %	87 %	93 %
Débit ($10^3m^3/j$)	35,9	38,4	34,9	38,7	41,4	40,3	38,0	39,2

Cochin

Le pipeline Cochin est le plus gros et le plus long pipeline affecté au transport de liquides de gaz naturel au Canada. Il peut transporter du propane, de l'éthane, de l'éthylène et des butanes, mais il n'a pas acheminé de butanes depuis 2002. Des travaux d'entretien continus sur le pipeline ont limité la capacité disponible. La chute de débit et la répartition de la capacité survenues en septembre 2005 étaient dues à des réparations immédiates qui ont causé du temps d'arrêt imprévu. Comme le pipeline contenait déjà de l'éthylène, ceci éliminait la possibilité de transporter de plus gros volumes d'autres produits (la pression de vapeur de l'éthylène est supérieure à celle du propane et de l'éthane, ce qui réduit la capacité du pipeline).

[3] La canalisation 4 est la seule canalisation d'Enbridge partant de l'Ouest du Canada qui a nécessité une répartition de la capacité au cours de la période.

À compter du 7 mars 2006, Cochin a suspendu le transport d'éthylène sur le pipeline jusqu'à l'automne 2007, au moins, lorsqu'elle a repéré une défectuosité dans la partie américaine du pipeline et s'est soumise volontairement à une restriction de la pression d'exploitation. La pression d'exploitation est limitée à 900 lb/po^2 et la restriction s'applique à la canalisation entière, de Fort Saskatchewan (Alberta) à Windsor (Ontario). Avec l'élimination de l'éthylène du pipeline, les expéditeurs de propane et d'éthane n'auront probablement pas à subir une répartition de la capacité. En moyenne, la canalisation pourra transporter entre 10,3 et 11,9 $10^3m^3/j$ (de 64 890 b/j à 79 970 b/j). Après la levée des restrictions de pression, la capacité retournera probablement au niveau de 17,5 $10^3m^3/j$ (110 250 b/j).

TABLEAU 3

Répartition de la capacité chez Cochin

	Août-05	Sept.-05	Oct.-05	Nov.-05	Déc.-05	Janv. 06	Févr.-06	Mars-06
Répartition de la capacité	0 %	18 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Débit ($10^3m^3/j$)	8,6	5,6	9,9	6,0	9,7	9,2	9,8	7,7

2.1.4 *Résumé des conclusions concernant la suffisance de capacité pipelinière*

Dans l'ensemble, l'examen des débits et de l'utilisation de la capacité des gazoducs réglementés par l'ONÉ révèle qu'il existe une capacité suffisante partout au pays, bien que certaines contraintes puissent exister à certains endroits selon les caractéristiques du marché, les capacités de stockage et les fluctuations saisonnières. La demande de gaz naturel varie de façon saisonnière et il en résulte que les flux de gaz naturel sur certains pipelines canadiens sont aussi sujets à des variations. Lorsque c'est possible, le recours au stockage aide à atténuer les variations de flux et permet d'utiliser la capacité pipelinière plus efficacement afin d'atteindre un meilleur taux d'utilisation au cours d'une année.

Dans le cas des oléoducs, cependant, la capacité est serrée et le demeurera probablement jusqu'en 2008, malgré les projets d'agrandissement en cours (figure 28). Cette situation tient à l'accroissement de l'offre de pétrole brut provenant des sables bitumineux et de la production de pétrole classique dans le Dakota du Nord et le PADD IV. Au cours du premier trimestre de 2006, le prix du pétrole brut lourd était en moyenne de 42 % inférieur à celui du pétrole brut léger. Ceci se compare à un écart léger lourd plus habituel d'environ 30 %. L'écart léger-lourd est normalement plus prononcé durant les mois d'hiver à cause de la baisse de la demande de bitume de pavage et de la demande de carburant. Toutefois, l'ampleur de l'écart relevé au premier trimestre reflète les pressions croissantes exercées par l'augmentation de l'offre (en l'occurrence la production des sables bitumineux), les contraintes de capacité dans les oléoducs et le manque de capacité de raffinage pour traiter le pétrole brut plus lourd. Récemment, cet écart s'est rétréci grâce à l'élargissement de l'accès aux marchés de Cushing (Oklahoma) et de la côte américaine du golfe du Mexique, rendu possible par les pipelines Spearhead et Mobil, respectivement.

2.2 Droits pipeliniers

2.2.1 *Indice des droits pipeliniers*

Une autre indication de l'efficience du réseau de transport d'hydrocarbures est la mesure où les sociétés pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix stables et raisonnables (droits pipeliniers). Pour évaluer cet aspect, l'Office, entre autres moyens, analyse les variations annuelles d'un droit repère pour chacun des principaux pipelines qu'il réglemente (p. ex., le droit de la zone de l'Est de TransCanada ou le droit T-Sud de Westcoast jusqu'au point d'exportation).

Sous le régime de la réglementation fondée sur le coût du service, les droits pipeliniers peuvent fluctuer d'une année à l'autre pour diverses raisons. Par exemple, si une société engage des dépenses considérables pour modifier ou agrandir son réseau en réponse aux besoins des expéditeurs, ses droits peuvent augmenter ou baisser selon les circonstances particulières du projet. Une baisse de débit ou un recul de la demande contractuelle qui réduit l'utilisation de la capacité peut se traduire par une hausse considérable des droits. Dans les parties qui suivent, nous examinons les fluctuations et les tendances des droits depuis 1997 sur certains pipelines réglementés par l'Office.

Gazoducs

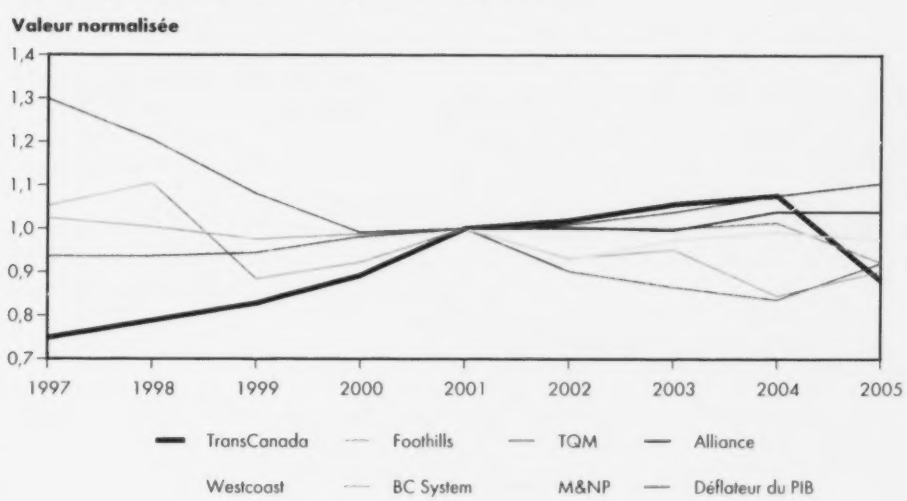
La figure 19 présente les droits repères[4] du réseau principal de TransCanada, de Westcoast, de Foothills, du B.C. System de TransCanada (B.C. System), de TQM, de M&NP et d'Alliance, ainsi que le déflateur[5] du produit intérieur brut (PIB); toutes les valeurs sont normalisées à compter de 2001.

L'augmentation du droit repère de TransCanada entre 1997 et 2004 est attribuable dans une large mesure au non-renouvellement d'un grand nombre de contrats sur le réseau principal, surtout après la mise en service d'Alliance en 2000. Le droit a suivi d'assez près le déflateur du PIB de 2001 à 2004. Il a toutefois baissé en 2005, largement à cause de l'augmentation de la demande contractuelle, et s'est tenu sous le niveau observé en 2000 depuis ce moment-là.

Les droits de Westcoast ont augmenté modérément pendant la période considérée, sauf dans deux années, 2000 et 2005. En 2000, le droit repère de Westcoast a augmenté de plus de 10 % par rapport à l'année précédente principalement à cause de l'inclusion de coûts imprévus considérables liés à l'intégrité du pipeline; en 2005, le droit a augmenté de plus de 15 % en raison du non-renouvellement de contrats de service garanti.

FIGURE 19

Droits repères de gazoducs réglementés par l'ONÉ



[4] Les droits repères sont : le droit de la zone de l'Est de TransCanada; le droit T-Sud de Westcoast jusqu'au point d'exportation; le droit de la zone 9 de Foothills; le droit timbre-poste de B.C. System; le droit de TQM - Saint Lazare à Trois-Rivières; le droit timbre poste de M&NP; et le droit lié à la demande mensuel d'Alliance.

[5] Le déflateur du produit intérieur brut de 2005 représente une estimation basée sur les données réelles du premier semestre et des données estimatives établies par la société Infometrica pour le deuxième semestre.

Les droits repères de B.C. System, de Foothills et de TQM étaient plus bas en 2005 qu'en 1997. Dans le cas de B.C. System, le droit repère a diminué en 2004 en grande partie à cause d'une augmentation des débits (plus de 10 %) par rapport à 2003. Pour ce qui est de Foothills, le droit repère a chuté en 1999 à la suite d'un agrandissement rentable du réseau. Le droit repère de TQM a diminué depuis 1997, mais a augmenté quelque peu en 2005. La diminution est attribuable, entre autres, à la construction du prolongement vers le Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) en 1999, qui a fait augmenter le débit du gazoduc de plus de 30 % par rapport à 1998.

Les droits repères de M&NP et d'Alliance sont demeurés assez constants depuis la mise en service des réseaux à la fin de 1999 et 2000, respectivement.

Oléoducs

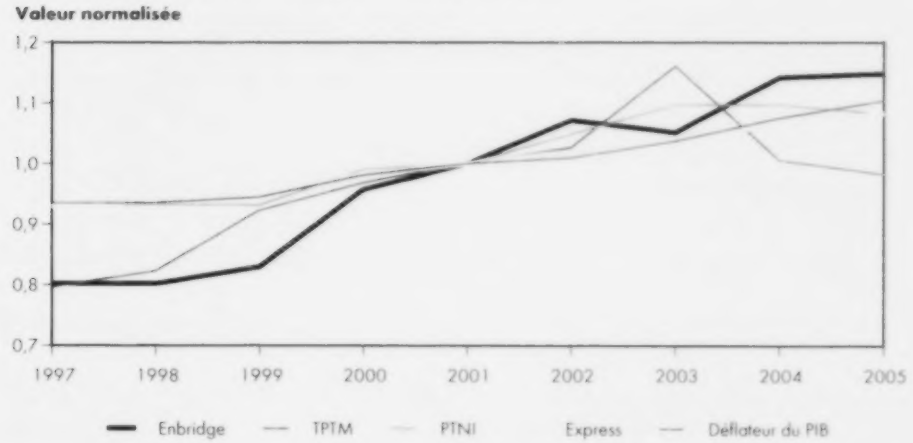
La figure 20 présente les droits repères d'Enbridge, de TPTM, de PTNI et d'Express, ainsi que le déflateur du PIB; les valeurs sont normalisées à compter de 2001[6].

Le droit repère d'Enbridge a augmenté de façon assez constante au cours de la période, à un rythme plus rapide que le déflateur du PIB, sauf pour une baisse survenue en 2002. Les hausses ont été les plus marquées en 2000 et 2004. Les droits ont augmenté en 2000 parce que les débits avaient chuté de façon inattendue au cours de l'année précédente. Sous le régime de son règlement négocié, Enbridge a pu rattraper le manque à gagner de recettes dans l'année subséquente. La hausse des droits en 2004 tenait principalement à un faible taux d'utilisation de la capacité du réseau, par suite de récents ajouts de capacité qui n'ont pas été comblés par une augmentation correspondante du débit. Les frais fixes plus élevés ont été répartis sur de plus faibles volumes, ce qui a entraîné une augmentation des droits.

Le droit repère de TPTM a augmenté de façon continue de 1997 à 2003, mais a baissé dans les deux dernières années. Il y a eu une forte hausse des droits en 1999 car on prévoyait un faible débit pour cette année-là. (Dans le cadre du premier règlement avec droits incitatifs de TPTM, les droits étaient établis à partir des prévisions de débit. La prévision en 1999 était de 17,9 % inférieure à celle

FIGURE 20

Droits repères d'oléoducs réglementés par l'ONÉ



[6] Les droits repères sont : le droit d'Enbridge - Edmonton à la frontière internationale près de Chippewa; le droit de TPTM - Edmonton à Burnaby; le droit de PTNI - Oakville à Montréal; et le droit d'Express pour une période de 15 ans.

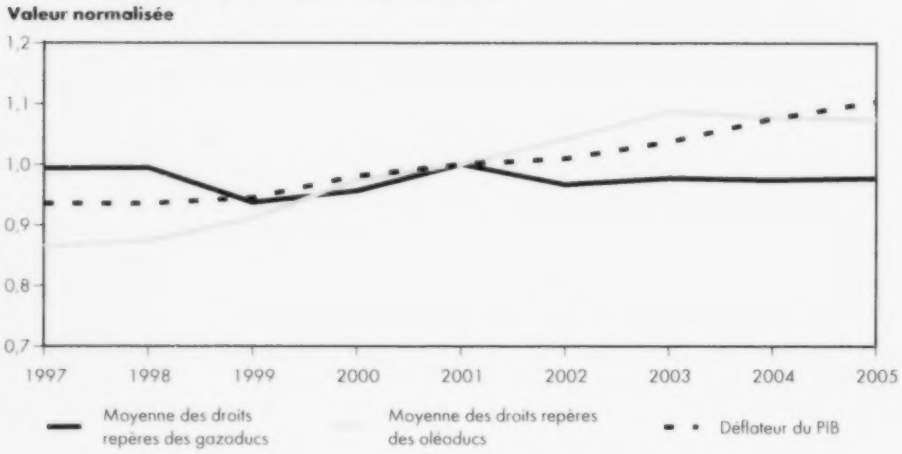
de 1998, ce qui a entraîné une hausse correspondante du droit repère.) Le droit repère a baissé en 2004, en grande partie à cause de la liquidation des comptes de report de 2003, qui a donné lieu à la comptabilisation de produits supérieurs. Les droits repères de PTNI et d'Express ont varié au même rythme que le déflateur du PIB de 1997 à 2005.

Comparaison entre les gazoducs et les oléoducs

La figure 21 illustre les droits repères moyens des gazoducs et des oléoducs (signalés dans les figures 19 et 20) et le déflateur du PIB. De 1997 à 2005, les hausses de droits ont été plus prononcées, en moyenne, sur les oléoducs que sur les gazoducs, mais les droits des gazoducs ont fluctué davantage que ceux des oléoducs.

FIGURE 21

Droits repères des gazoducs et des oléoducs



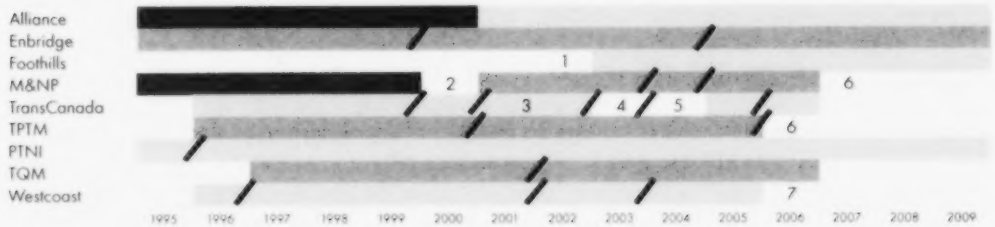
2.2.2 *Règlements négociés*

Pour rehausser l'efficacité du processus réglementaire, l'Office a promu le recours à des règlements négociés, depuis le milieu des années 1980, comme solution de rechange à la tenue d'audiences sur les droits. En septembre 1988, l'Office publiait pour la première fois des *Lignes directrices relatives aux règlements négociés*. L'Office a actualisé les lignes directrices originales en août 1994, puis les a révisées de nouveau en juin 2002, notamment pour accroître la marge de manœuvre dans l'examen de règlements contestés.

La plupart des grandes sociétés pipelinières du Groupe 1 ont réussi à négocier des règlements pluriannuels avec leurs expéditeurs. À compter de 1995, l'Office a approuvé une série de règlements pluriannuels. Ces ententes prévoyaient généralement des mesures incitatives au chapitre de la réduction des coûts et des modalités de partage des économies connexes entre la pipelinière et ses expéditeurs. Plusieurs des règlements pluriannuels initiaux ont été renégociés après leur expiration. Par exemple, Enbridge Pipelines a négocié coup sur coup trois règlements d'une durée de cinq ans, couvrant la période de 1995 à 2009. De même, TPTM et TQM ont chacune conclu deux règlements successifs fructueux, d'une durée de cinq ans, et sont en voie d'en renégocier de nouveaux. La figure 22 indique, pour chacune des sociétés pipelinières, les années couvertes par leurs règlements négociés respectifs.

FIGURE 22

Période d'application des règlements négociés



Notes :
1 - Foothills est réglementée suivant la méthode du coût de service réel
2 - Audience RH-1-2000 autorisant les droits exigibles du 1er décembre 1999 au 30 septembre 2000
3 - Audience RH-1-2001 portant sur l'examen d'un règlement contesté relatif aux droits de 2001 et 2002
4 - Audience RH-1-2002 visant les droits de 2003
5 - Audience RH-2-2004 visant les droits de 2004
6 - Négociations en cours
7 - Westcoast et ses expéditeurs ont négocié un règlement de deux ans
Alliance et M&NP n'étaient pas en service pendant ces années-là

Les règlements négociés ont allégé considérablement le fardeau réglementaire imposé à toutes les parties, en réduisant la somme de temps consacrée aux audiences et les coûts connexes. En contrepartie, il se pourrait que les sociétés pipelinières et leurs expéditeurs consacrent plus de temps à assister aux rencontres de groupes de travail. Les parties signalent que le recours plus répandu aux groupes de travail et aux règlements négociés s'est traduit par une collaboration accrue entre les pipelinières et leurs expéditeurs et un meilleur alignement des intérêts.

Certains règlements ont incorporé des mécanismes novateurs d'amélioration du rendement, tels que des mesures incitatives de contrôle des coûts et des normes d'amélioration du rendement. Les normes de service prévues dans le règlement 1997-2001 de Westcoast et les paramètres de service et de fiabilité inclus dans le règlement 2005-2009 d'Enbridge sont des exemples de normes de rendement.

Les règlements négociés ont aussi prolongé la durée de la période d'application des droits. Contrairement aux droits fixés au moyen d'audiences annuelles, un certain nombre de règlements portent sur une période de cinq ans ou plus, offrant un meilleur gage de prévisibilité et de stabilité.

2.3 Satisfaction des expéditeurs

2.3.1 *Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines*

Au début de 2006, l'Office a mené un deuxième sondage auprès des expéditeurs se prévalant des services de transport des grandes sociétés pipelinières de son ressort afin d'obtenir une rétroaction directe sur le niveau de service fourni par ces sociétés. Le sondage sert également à recueillir les avis des expéditeurs au sujet du rendement fourni par l'Office dans son rôle de régie, tel qu'il touche les droits et les tarifs.

Cette année, l'Office a eu recours à un outil de sondage implanté sur le Web pour envoyer le sondage directement aux expéditeurs par courrier électronique. Les expéditeurs ont reçu un exemplaire du sondage pour chaque pipeline qu'ils avaient utilisé au cours de la dernière année. Dans chaque sondage, on leur demandait d'exposer les vues de la direction de l'entreprise sur les services fournis par chacune des pipelinières faisant l'objet du sondage et sur les services offerts par l'Office. Un taux

de réponse global de 33,5 % a été atteint, amélioration notable par rapport au taux de 23 % obtenu l'an dernier.

Après l'analyse des réponses, l'Office a publié un résumé des résultats globaux sur son site Web. Ces résultats sommaires incluent la moyenne de l'industrie et la distribution des réponses pour chaque question, ainsi qu'un sommaire des thèmes principaux qui se dégagent des résultats. De plus, l'Office a fourni à chaque société pipelinière, ainsi qu'à ses expéditeurs, un relevé détaillé des résultats qui concernent la société, y compris la cote moyenne obtenue et la distribution des réponses pour chacune des questions, et les commentaires textuels des expéditeurs, sans indication du nom du répondant.

L'Office fait le suivi des résultats du sondage, y compris la rétroaction obtenue à son sujet, en organisant des rencontres avec les sociétés pipelinières et les expéditeurs.

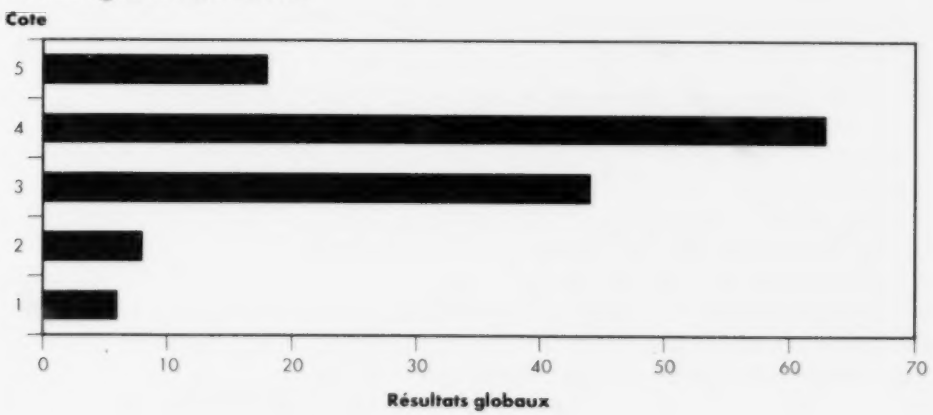
L'annexe 2 présente les cotes globales accordées pour chacune des questions du sondage. On peut consulter le rapport intégral sur les résultats globaux du sondage à l'adresse suivante : http://www.neb-one.gc.ca/Publications/SurveyResults/PipelineServicesSurveyMay2006_f.pdf.

Services liés aux pipelines

La figure 23 montre les résultats globaux obtenus pour la question du sondage qui demandait aux expéditeurs de coter leur degré de satisfaction à l'égard de la qualité globale du service offert par leurs sociétés pipelinières au cours de la dernière année (la cote 1 correspondait à « nullement satisfait » et la cote 5 à « entièrement satisfait »). Bien que la cote moyenne de 3,57 accordée cette année soit inférieure à celle qui a été donnée lors du sondage de l'an dernier, soit 3,78, les expéditeurs semblent encore raisonnablement satisfaits des services offerts.

FIGURE 23

Qualité globale du service



Les trois domaines où les sociétés pipelinières ont été le mieux cotées sont les mêmes que pour le sondage de l'an dernier, comme le montrent les scores obtenus aux questions suivantes :

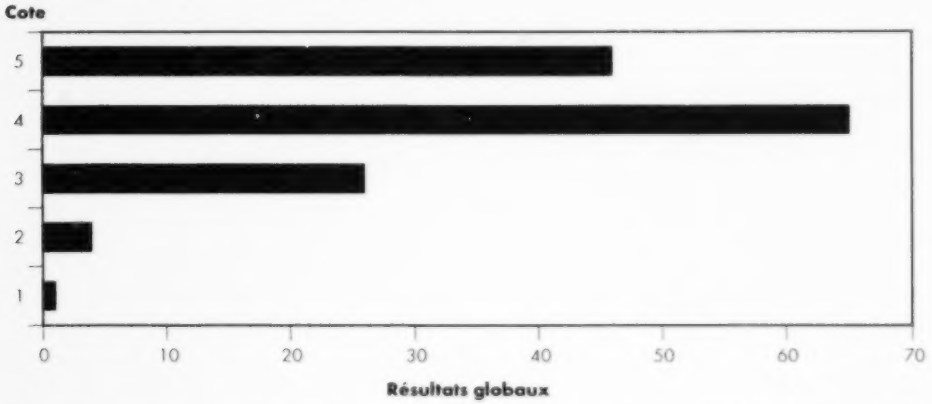
1. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la fiabilité de l'exploitation matérielle de la société pipelinière?
2. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité d'envoi et de l'exactitude des factures et des relevés de la société pipelinière?

3. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information sur l'exploitation (interruptions, capacité disponible, entretien prévu, écoulements, etc.) fournie par la société pipelinière?

Le haut niveau de satisfaction exprimé à l'égard de la fiabilité de l'exploitation matérielle des pipelines indique que les produits énergétiques sont livrés d'une manière fiable aux marchés (voir la figure 24).

FIGURE 24

Fiabilité de l'exploitation matérielle



Les trois aspects au regard desquels les expéditeurs estiment que leur société pipelinière peut le plus s'améliorer sont les mêmes que lors du sondage de l'an dernier. Les sociétés ont reçu leurs cotes les plus faibles dans les réponses aux questions suivantes :

1. Selon vous, les droits de transport de cette société pipelinière sont-ils concurrentiels?
2. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'attitude d'amélioration et d'innovation continues adoptée par la société pipelinière?
3. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de collaboration (négociations ou réunions du groupe de travail) utilisés par cette société pipelinière?

Rendement de l'Office

Il ressort du sondage qu'environ les deux tiers des expéditeurs sont « satisfaits » ou « entièrement satisfaits » du rendement de l'Office pour ce qui est de l'établissement d'un cadre de réglementation approprié et des processus mis en œuvre pour régler les différends. Ceci représente une légère amélioration par rapport au sondage de l'an dernier, mais les expéditeurs ont aussi relevé des domaines dans lesquels l'Office pourrait améliorer ses processus et son rendement.

2.3.2 *Plaintes officielles*

Lorsque les expéditeurs ne réussissent pas à régler un sujet de préoccupation avec leur société pipelinière, ils peuvent adresser une plainte à l'ONÉ. La plainte peut être traitée en recourant à un mécanisme approprié de règlement des différends (MRD) ou à un processus formel de résolution, ou encore les parties peuvent poursuivre les négociations jusqu'au règlement définitif du problème. Au cours de l'année, il y a eu deux plaintes de la part d'expéditeurs dont le règlement a nécessité un processus formel devant l'Office. Il s'agit des cas suivants.

Abitibi Consolidated Company (Abitibi) et Boise White Paper, L.L.C. (Boise)

Centra Transmission Holdings Inc., une société du Groupe 2, a demandé à l'Office d'approuver une augmentation tarifaire. Par la suite, deux expéditeurs, Abitibi et Boise ont écrit à l'Office pour lui demander plus de temps pour examiner la requête de Centra. L'Office a subséquemment lancé un processus par voie de mémoires pour traiter la question. Il a approuvé la demande d'augmentation tarifaire de Centra sous réserve de certaines modifications. Veuillez consulter les Motifs de décision RHW-3-2005 de l'Office pour obtenir de plus amples renseignements.

Petro-Canada Oil and Gas (PCOG)

PCOG a présenté une demande à l'Office pour solliciter une ordonnance qui obligerait Westcoast à autoriser la relocalisation permanente du service de transport garanti à grande distance fourni à PCOG sur T-Nord sans exiger la prolongation de l'entente de service en vigueur d'une période supplémentaire de deux ans. L'Office a rendu sa décision au sujet de la demande de PCOG le 4 mai 2006. L'Office a conclu que la pratique visant à exiger la prolongation de l'entente de service ne constitue pas une forme de discrimination injuste et que la relocalisation permanente pourrait passer pour un service. L'Ofice estime par ailleurs que les renseignements fournis dans les observations, pour ce qui est du niveau approprié de prise en compte, étaient insuffisants. L'Office a ordonné à Westcoast de saisir à nouveau l'Office des questions touchant la relocalisation permanente du service de transport garanti et le niveau approprié de prise en compte, une fois terminée la discussion avec le Groupe de travail sur les droits et le tarif. Enfin, l'Office a indiqué que la prolongation de l'entente de service de PCOG, le cas échéant, reflétera la décision de l'Office à l'égard de cette question. Pour obtenir plus de précisions, veuillez consulter le dossier 4775-W005-1-17 de l'Office.

2.3.3 Améliorations du service

Les sociétés pipelinières modifient constamment leurs services en réponse à l'évolution des circonstances ou à des propositions novatrices. En règle générale, les pipelinières ou leurs expéditeurs présentent les améliorations de service proposées à leurs groupes de travail sur les droits afin que ceux-ci en discutent avant qu'elles soient soumises à l'Office et finalement adoptées. À titre d'exemple, Westcoast a présenté une demande à l'Office l'an dernier pour faire approuver des améliorations du service garanti qui consistaient dans l'introduction de droits différenciés selon la durée et d'un service de dépassement autorisé dans les zones 3 et 4, et dans l'adoption de crédits transférables entre corridors dans la zone 3. L'Office a agréé la demande de Westcoast. Prière de consulter les Motifs de décision RHW-1-2005 de l'Office pour obtenir plus de précisions.

Si le groupe de travail ne parvient pas à trancher la question, la partie peut en saisir directement l'Office. Au cours de l'année, un tel projet d'amélioration a été soumis à l'Office et subséquemment approuvé.

Coral Energy Canada Inc. (Coral)

Coral a présenté une demande à l'Office en vue de modifier le projet d'essai de mécanisme d'atténuation du risque pour le service de transport garanti (MAR-SG), soit une mesure d'enrichissement du service que TransCanada avait adoptée sur son réseau principal. L'Office a approuvé la demande de Coral et a enjoint TransCanada de modifier le Tarif du réseau principal en conformité avec cette décision. Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez consulter les Motifs de décision RHW-2-2005 de l'Office.

2.3.4 *Résumé concernant la satisfaction des expéditeurs*

Au cours de la dernière année, l'Office a déterminé que les expéditeurs étaient raisonnablement satisfaits des services que leur fournissaient les sociétés pipelinières ainsi que du rendement de l'Office du point de vue de l'établissement d'un cadre de réglementation approprié et des processus qu'il met en œuvre pour le règlement des différends. Dans le cas des sociétés pipelinières comme dans celui de l'Office, les expéditeurs ont relevé des domaines où le service pourrait être amélioré. Les expéditeurs ont aussi noté que l'Office pourrait améliorer les processus entourant la détermination des droits et des tarifs, en les simplifiant et en consultant activement les parties prenantes afin de mieux comprendre le contexte de marché dans lequel il prend ses décisions. L'Office tient compte des commentaires reçus. À preuve, un des buts fixés dans son *Plan stratégique 2006-2009* vise à faire en sorte que ses processus réglementaires soient efficaces, uniformes et adaptés aux besoins de toutes les parties prenantes.

2.4 Intégrité financière des pipelines et capacité de mobiliser des capitaux

Pour que le réseau de transport d'hydrocarbures fonctionne de façon efficiente, il importe que les sociétés pipelinières présentent assez de vigueur financière pour pouvoir attirer des capitaux à des conditions raisonnables. Ceci leur permet d'assurer un entretien convenable de leurs réseaux et de construire de nouvelles infrastructures pour répondre aux besoins du marché à mesure qu'il évolue. Dans les parties qui suivent, nous examinons certains des facteurs qui interviennent dans l'évaluation de ces aspects.

2.4.1 *Ratios financiers*

À partir des renseignements contenus dans les états financiers des entreprises, il est possible d'établir des ratios financiers afin d'évaluer le rendement et l'intégrité financière d'une société. L'examen des ratios financiers est le plus significatif lorsque les ratios de l'entreprise sont comparés à des ratios repères ou à une norme de l'industrie au fil du temps. Les ratios peuvent être employés pour évaluer la liquidité d'une entreprise, le rendement sur le plan de l'exploitation, le potentiel de croissance et le risque. Cependant, il faut toujours compiler et interpréter les ratios financiers d'une société avec précaution, car certains éléments d'information financière peuvent se rapporter à sa société mère, qui pourrait compter des actifs non réglementés et (ou) des actifs appartenant à différents secteurs d'activité.

Dans les parties qui suivent, nous examinons plus particulièrement certains des ratios qui sont utilisés pour évaluer le risque financier et la rentabilité de l'exploitation chez des sociétés pipelinières du ressort de l'ONÉ. La dernière partie traite de ratios financiers qui doivent être autorisés par l'ONÉ.

Risque financier

Le risque financier est le risque inhérent à l'usage qu'une société fait de titres d'emprunt et d'autres types d'obligations comportant des paiements fixes. Il est distinct du risque commercial, que l'on définit comme le risque attribuable à la nature d'une activité commerciale particulière et qui, dans le cas des pipelinières, englobe habituellement le risque d'approvisionnement, le risque de marché, le risque de réglementation, le risque de concurrence et le risque d'exploitation. Le risque financier augmente en proportion de l'importance de la dette par rapport à l'avoir des actionnaires. L'augmentation du taux d'endettement d'une société peut accroître le nombre et la valeur des paiements fixes qu'elle doit assumer dans le futur. Dans la perspective des porteurs d'obligations, une compagnie qui présente un risque financier supérieur à la normale pourrait avoir des difficultés à effectuer ses paiements d'intérêts. Du point de vue du porteur d'actions, le niveau de risque financier donne une idée de la viabilité financière de l'entreprise.

Les ratios utilisés pour évaluer le risque financier d'une société comprennent le ratio de couverture des intérêts, le ratio de couverture des charges fixes et le ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette.

Ratios de couverture des intérêts et des charges fixes

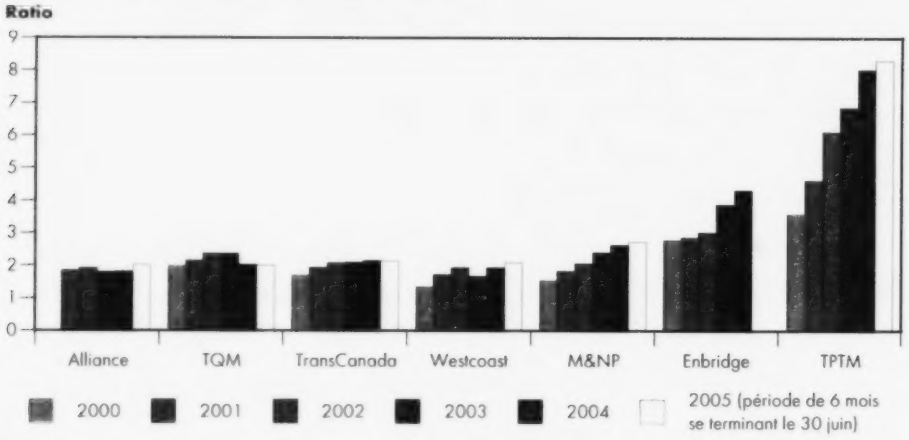
Le ratio de couverture des intérêts mesure la capacité de l'entreprise d'honorer les paiements d'intérêts et de rembourser ses créances. Il s'obtient en divisant le bénéfice avant intérêts et impôts (BAII) par les frais d'intérêts. Le ratio de couverture des charges fixes sert aussi à évaluer la capacité de l'entreprise de faire face à ses paiements d'intérêts et de rembourser ses créances. Cependant, ce ratio tient également compte d'autres types de paiements fixes qu'une société peut être tenue de faire. Il s'obtient en divisant le BAII (moins les autres charges fixes) par les frais d'intérêts et les autres charges fixes. Un ratio de couverture élevé indique une meilleure probabilité que l'entreprise pourra honorer ses obligations et peut dénoter qu'elle dispose d'une capacité d'endettement inutilisée.

La figure 25 présente les ratios de couverture des charges fixes de certaines sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ, tels qu'ils ont été calculés par le Dominion Bond Rating Service (DBRS). Le ratio de couverture moyen de ces entreprises s'établit à 3,22 pour la période de six moins se terminant en juin 2005. Le ratio de couverture plus élevé de TPTM s'explique principalement par le fait que la société a un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 45 % (plus élevé que celui de ses pairs), ce qui signifie un taux d'endettement plus faible et, par conséquent, des paiements fixes moins élevés à effectuer.

De 2000 au 30 juin 2005, le ratio de couverture des charges fixes des sociétés étudiées a augmenté en moyenne de 49 %[7]. Ce sont les ratios de M&NP, d'Enbridge et de TPTM qui ont contribué le plus à cette augmentation du ratio moyen. Aucune des sociétés étudiées n'a enregistré une baisse de son ratio de couverture des charges fixes par rapport au niveau de 2000. L'augmentation constante des ratios est un indice de décroissance du risque financier des sociétés, considérées comme un groupe.

FIGURE 25

Ratios de couverture des charges fixes



Source : DBRS

Note : Enbridge n'a pas de ratio de couverture des charges fixes pour 2005.

[7] Par le passé, Enbridge a présenté des ratios de couverture des charges fixes et des ratios flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette beaucoup plus élevés que ceux des autres sociétés pipelinières dont il est question dans les figures 20 et 21. Comme ces deux ratios n'ont pas été fournis pour Enbridge en 2005, les ratios moyens en 2005 et les taux d'augmentation des ratios depuis 2000 et 2001, respectivement, pourraient être faussés à la baisse.

Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette

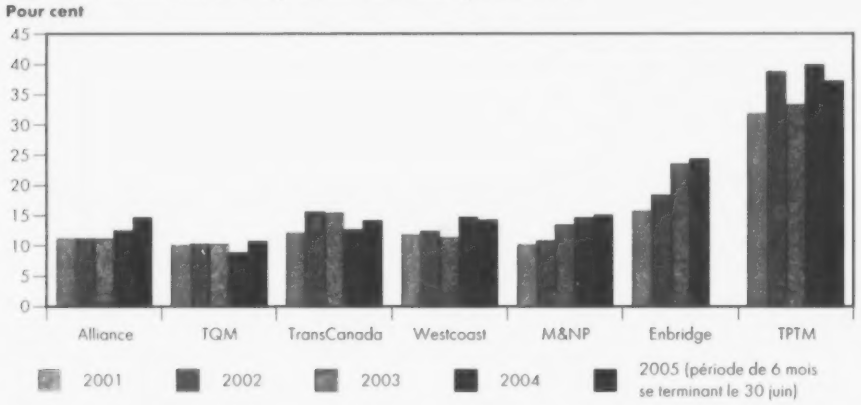
Ce ratio constitue une autre façon d'évaluer la capacité d'une entreprise d'honorer ses créances et ses paiements fixes. Il s'agit du quotient obtenu en divisant le flux de trésorerie d'exploitation par la dette totale et la quasi-dette. Ici encore, un ratio élevé indique une probabilité accrue que l'entreprise pourra faire face à ses obligations et dénote que sa capacité d'endettement est supérieure à son taux d'endettement actuel.

La figure 26 présente le ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette de certaines sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ, tel qu'il a été calculé par le DBRS. Le ratio moyen des sociétés s'établit à 17,68 % pour la période de six mois se terminant en juin 2005. Le ratio de TPTM est supérieur à celui de ses pairs pour les mêmes raisons que celles qui font que son ratio de couverture des charges fixes est plus élevé que le leur.

Chez les sociétés en question, le ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette a augmenté de 20 % de 2000 à 2005. La progression a été constante sans période de détérioration notable. Tout comme pour le ratio de couverture des charges fixes, l'augmentation constante du ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette laisse entrevoir que, en moyenne, le risque financier des entreprises a diminué au cours de la période considérée.

FIGURE 26

Ratios flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette



Source : DBRS

Note : Enbridge n'a pas de ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette pour 2005.

Rentabilité de l'exploitation

Rendement du capital actions ordinaire (RCA)

Le RCA est utilisé couramment pour évaluer la rentabilité de l'exploitation d'une société. Il correspond au bénéfice net divisé par le capital-actions ordinaire. Pour les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ, il s'agit du rendement que la société est autorisée à réaliser sur la composante du capital-actions dans sa base tarifaire. Un RCA élevé est généralement considéré comme désirable par les porteurs d'obligations, et encore plus par les investisseurs de capitaux propres.

TABLEAU 4

RCA réalisés et RCA de l'instance RH-2-94 (en pour cent)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Alliance	11,21	11,25	11,25	11,25	-	-
Foothills	9,90	9,61	9,53	9,79	9,56	9,46
M&NP	13,80	14,20	12,95	12,31	13,75	14,31
TQM	9,96	10,21	9,80	10,21	9,84	9,92
TransCanada	9,99	9,72	9,95	10,18	9,83	9,66
B.C. System	9,90	6,86	9,53	8,21	8,51	9,46
Westcoast - Services sur le terrain	-	13,62	14,87	6,76	11,63	12,48
Westcoast - Transport	12,68	15,84	13,44	12,93	10,28	10,82
Formule ONÉ RH-2-94	**9,90**	**9,61**	**9,53**	**9,79**	**9,56**	**9,46**

Source : Rapports de surveillance et rapports annuels soumis à l'ONÉ; un tiret indique que la donnée n'est pas accessible.

Le tableau 4 montre les RCA réels de plusieurs sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ pour les années 2000 à 2005 ainsi que les RCA établis suivant la formule RH-2-94[8] qui ont été autorisés par l'Office. Alliance, Enbridge, M&NP et TPTM ne sont pas assujetties à des RCA établis suivant la formule RH-2-94 parce qu'elles ont chacune négocié leur RCA avec leurs expéditeurs[9]. Conformément à leurs règlements négociés respectifs, Enbridge et TPTM ne sont pas tenues de signaler à l'ONÉ le RCA qu'elles ont réalisé. Ainsi, ni l'une ni l'autre ne figure dans le tableau 4. La Division des services sur le terrain de Westcoast n'est pas assujettie, elle non plus, à l'application de la formule parce qu'elle bénéficie du régime de réglementation assouplie[10]. Elle négocie ses droits de collecte et de traitement avec chaque expéditeur individuellement.

De 2000 à 2005, la plupart des sociétés pipelinières assujetties à des RCA établis suivant la formule RH-2-94 ont toujours réalisé des RCA se situant dans la plage de 9,5 % à 10 % (sauf pour la Division du transport de Westcoast qui a réalisé des RCA plus élevés). Le RCA établi suivant la formule RH-2-94 pour 2006 est 8,88 %.

Ratios autorisés par l'ONÉ

Au moment d'approuver les droits qu'une société pipelinière du Groupe 1 peut percevoir pendant une période déterminée, l'Office autorise généralement un RCA et un ratio présumé du capital-actions ordinaire pour l'entité réglementée. Ce faisant, l'Office influe sur la rentabilité de l'exploitation et le niveau de risque financier de certaines sociétés pipelinières du Groupe 1.

Rendement du capital actions ordinaire autorisé par l'ONÉ

Les RCA autorisés par l'ONÉ ont une incidence énorme sur les RCA que les sociétés réalisent vraiment. Différentes raisons peuvent expliquer les écarts entre les RCA réels et ceux qui sont autorisés par l'ONÉ, telles que l'application de mécanismes d'incitation et de partage des bénéfices et les compressions de coûts effectuées au cours de l'année.

---

8 La formule établie lors de l'instance RH-2-94, modifiée par la suite pour éliminer l'arrondissement, qui est utilisée pour calculer le RCA de certains pipelines réglementés par l'ONÉ.

9 Les règlements négociés par les sociétés pipelinières doivent ensuite être approuvés par l'Office.

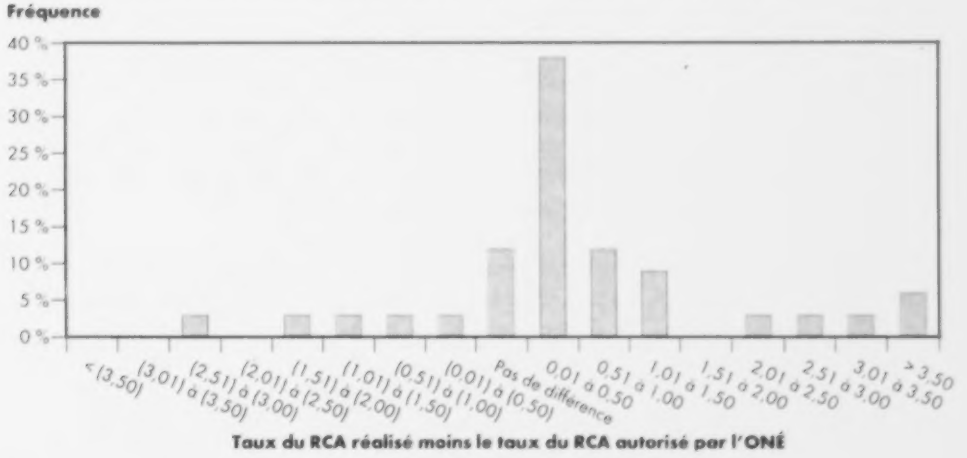
10 Pour l'essentiel, la réglementation assouplie est une formule de réglementation en fonction des plaintes assortie de certaines règles. Veuillez consulter les Motifs de décision RHW-1-98 pour plus de précisions.

La figure 27 illustre l'écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'ONÉ dans les cas de TransCanada, de B.C. System, de TQM, de la Division du transport de Westcoast et de M&NP[11]. Suivant leurs règlements négociés respectifs, Enbridge et TPTM ne sont pas tenues de signaler à l'Office le RCA qu'elles ont réalisé. La Division des services sur le terrain de Westcoast n'est pas incluse dans la figure parce qu'elle bénéficie du régime de réglementation assouplie. Foothills et Alliance n'y figurent pas non plus car ni l'une ni l'autre ne peut réaliser un rendement supérieur ou inférieur au RCA fixé à cause de la nature de leur coût de service respectif.

De 1999 à 2005, les sociétés pipelinières (représentées dans la figure 27) ont atteint ou dépassé le RCA autorisé par l'ONÉ dans 85 % du temps. La stabilité et la prévisibilité qu'elles présentent du point de vue de la rentabilité de l'exploitation sont vues comme des atouts par les porteurs d'obligations et les investisseurs de capitaux propres. C'est aussi une indication que, dans bien des cas, ces sociétés ont réussi à atteindre et à surpasser les niveaux de rendement autorisés grâce à des mesures de compression des coûts et des mécanismes d'incitation et de partage des bénéfices.

FIGURE 27

RCA réalisés et RCA autorisés par l'ONÉ pour les années 1999 à 2005



Ratios présumés du capital-actions ordinaire autorisés par l'ONÉ

Le ratio du capital-actions ordinaire se définit comme la proportion que la composante du capital-actions ordinaire représente dans la structure du capital d'une société. Il est souvent utilisé pour évaluer le risque financier d'une société. Plus le ratio du capital-actions ordinaire est élevé, plus grande est la probabilité que la société pourra honorer ses obligations. L'Office autorise un ratio présumé du capital-actions ordinaire[12] pour la plupart des sociétés pipelinières du Groupe 1 qu'il réglemente.

Le tableau 5 présente le ratio présumé du capital-actions ordinaire de certaines sociétés du Groupe 1. Entre 2000 et 2006, TransCanada, la Division du transport de Westcoast, B.C. System et Foothills ont bénéficié de majorations de leur ratio présumé du capital-actions ordinaire. Le relèvement du ratio a un effet positif sur la solvabilité de l'entreprise et réduit son risque financier.

[11] TransCanada, B.C. System, TQM et la Division du transport de Westcoast ont des RCA autorisés par l'ONÉ qui sont établis suivant la formule RH-2-94; M&NP a un RCA autorisé par l'ONÉ qui correspond à 13 %.

[12] Le ratio présumé du capital actions ordinaire donne une structure du capital théorique qui sert à des fins d'établissement des droits et qui peut être différente de la structure du capital réelle de la société.

2.4.2 *Cotes de solvabilité*

TABLEAU 5

Ratios présumés du capital-actions ordinaire (en pour cent)

	2000	2006
Alliance	30	30
Foothills	30	36
M&NP	25	25
TQM	30	30*
TransCanada	30	36
B.C. System	30	36
Division du transport de Westcoast	30	31*

* Dans le cas de TQM et de la Division du transport de Westcoast, les ratios indiqués pour 2006 ne sont que provisoires.

Au Canada, les cotes de solvabilité sont déterminées par trois agences indépendantes d'évaluation du crédit : le Dominion Bond Rating Service (DBRS), la Standard & Poor's (S&P) et Moody's Canada Inc. (Moody's). L'annexe 1 présente une comparaison des échelles de cotation utilisées par le DBRS, la S&P et Moody's. Les cotes de solvabilité, tout comme les cours des actions, reflètent généralement les activités consolidées de la société toute entière, pas seulement les activités de l'entité réglementée. De ce fait, si l'on se sert des cotes de solvabilité comme une mesure exacte de la solvabilité d'un pipeline réglementé par l'ONÉ qui appartient à une société exerçant à la fois des activités réglementées et non réglementées, comme c'est le cas de TransCanada et d'Enbridge, par exemple, il faut interpréter ces cotes avec précaution. De plus, les cotes de solvabilité sont quelque peu subjectives en ce sens que la cote attribuée à une entreprise représente l'opinion experte de l'agence d'évaluation; par conséquent, les cotes accordées peuvent être différentes selon l'agence qui fait l'évaluation.

DBRS

Lorsqu'il attribue une cote de solvabilité à une entreprise, le DBRS tente de prendre en ligne de compte tous les facteurs significatifs qui pourraient influer sur le risque lié à la capacité de l'entreprise d'effectuer ses paiements de capital et d'intérêts, lorsqu'ils sont exigibles. Les principaux facteurs considérés varient d'un secteur d'activité à un autre, mais certains aspects communs sont pris en compte dans la plupart des cotations, notamment : la rentabilité de base, la qualité de l'actif, la qualité des stratégies et des gestionnaires, et le risque financier et commercial.

Dans le cas des sociétés pipelinières, des services publics d'électricité et des sociétés de distribution de gaz, voici d'autres facteurs importants qui influent sur la détermination des cotes de solvabilité : les questions réglementaires, le contexte de concurrence, l'offre et la demande, les activités réglementées par opposition aux activités non réglementées. Le tableau 6 indique les cotes de solvabilité attribuées par

TABLEAU 6

Historique des cotes de solvabilité accordées par le DBRS

Pipeline	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Actuelle
Alliance	BBB(élevée)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)
M&NP	A	A	A	A	A	A	A
TQM	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)
TransCanada	A	A	A	A	A	A	A
Westcoast[1]	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)
Enbridge	A(élevée)	A(élevée)	A(élevée)	A(élevée)	A(élevée)	A(elevee)	A(élevée)
Express[2]	Non signalée	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)
TPTM	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	A(faible)	Discontinuée /dette remboursée
TNPI	Non signalée	Non signalée	Non signalée	Non signalée	Non signalée	A(faible)	A(faible)

Notes : (1) Obligations non garanties. (2) Obligations garanties de premier rang

le DBRS à plusieurs sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ. Comme on le voit dans le tableau, les cotes sont demeurées stables de 2000 à aujourd'hui, variant entre BBB (élevée) et A (élevée).

Standard & Poor's

Une cote de solvabilité de la S&P représente son opinion courante de la capacité globale qu'a une société de faire face à ses obligations financières. La S&P fonde ses cotes sur la solvabilité globale de la société consolidée. Par conséquent, la cotation d'une filiale en propriété exclusive, en l'absence d'un isolement financier véritable de la société mère, reflète habituellement la solvabilité de la société mère. L'opinion de la S&P peut aussi s'appliquer à certaines obligations financières particulières.

Selon la méthode de cotation de la S&P, une société cotée A présente une forte capacité d'honorer ses engagements financiers, mais est quelque peu plus vulnérable aux effets négatifs de changements dans les circonstances et la conjoncture économique que ne le sont les sociétés cotées dans des catégories supérieures. Une société cotée BBB présente une capacité acceptable d'honorer ses engagements financiers. Cependant, des conditions économiques défavorables ou des changements dans les circonstances pourraient affaiblir sa capacité de faire face à ses engagements financiers.

Le tableau 7 présente les cotes de solvabilité attribuées par la S&P à plusieurs sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ. Comme on le voit dans le tableau, ces cotes sont demeurées relativement stables de 2000 à aujourd'hui, variant de BBB (stable) à A (négative).

TABLEAU 7

Historique des cotes de solvabilité accordées par la S&P

Pipeline	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Actuelle
TQM	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable
TransCanada	A-/Stable	A-/Stable	A-/Sous surv. nég.	A-/Sous surv. nég.	A-/Sous surv. nég.	A-/Nég.	A-/Neg.
Westcoast	A-/Nég.	A-/Stable	A-/Nég.	BBB/Stable	BBB/Positive	BBB/ Sous surv. nég.	BBB/Stable
Enbridge	A-/Stable	A-/Nég.	A-/Nég.	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable
TPTM	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Sous surv. nég.	BBB/Stable	BBB/Stable	BBB+/Stable	Discontinuée /dette remboursée

Le DBRS et la S&P ont tous les deux exprimé l'opinion, à différentes reprises, que le RCA découlant de la formule RH-2-94 et les ratios présumés du capital-actions autorisés par l'Office sont bas comparativement aux normes internationales. Nonobstant ces commentaires, les cotes attribuées par ces deux agences aux sociétés réglementées dont il est question dans les tableaux précédents indiquent que celles ci représentent de « bons placements ».

Moody's

L'analyse de la solvabilité que fait Moody's est centrée sur les facteurs essentiels et principaux déterminants commerciaux qui influent sur le profil de risque à court et à long terme de l'émetteur. La méthodologie de Moody's repose sur deux questions fondamentales :

1. Quel est le risque que les porteurs de titres d'emprunt ne recevront pas les paiements de capital et d'intérêts sur un titre de créance particulier lorsqu'ils sont exigibles?
2. En quoi le niveau de risque se compare t il à celui de tous les autres titres de créance?

Comme pour la S&P, la cotation effectuée par Moody's représente son opinion courante de la capacité globale qu'a une société d'honorer ses obligations financières et porte sur la solvabilité globale de l'entité consolidée. Ainsi, Moody's mesure la capacité future de l'émetteur de produire des liquidités. Cette détermination s'appuie sur une analyse des points forts et des points faibles de l'émetteur par comparaison à ceux de tous ses pairs à l'échelon international. Moody's prend également en compte des facteurs qui ne dépendent pas de l'émetteur, comme les tendances sectorielles ou nationales qui pourraient influer sur la capacité de l'entité d'honorer ses créances. À cet égard, l'aptitude que montre la direction de l'entreprise à continuer de produire des liquidités en dépit de changements défavorables dans le contexte commercial revêt un intérêt particulier.

Le tableau 8 présente l'historique des cotes de solvabilité de plusieurs sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ. Toutes les cotes de Moody's classent ces sociétés dans la catégorie de « bons placements », variant de la « qualité moyenne » à la « qualité moyenne-supérieure ».

TABLE 8

Historique des cotes de solvabilité accordées par Moody's

Pipeline	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Actuelle
Alliance[1]	Baa1	A3	A3	A3	A3	A3	A3
M&NP[2]	A1	A1	A1	A1	A1	A2	A2
TransCanada[1]	A2	A2	A2	A2	A2	A2	A2
Enbridge	Non signalée	Non signalée	Non signalée	Non signalée	Non signalée	Non signalée	Non signalée
Express[2]	A3	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1

Notes : (1) Obligations non garanties de premier rang; (2) Obligations garanties de premier rang

2.4.3 *Commentaires de la communauté financière*

Comme nous l'avons mentionné, les pipelinières doivent pouvoir accéder à des capitaux pour être en mesure d'entretenir et, éventuellement, d'agrandir leurs réseaux afin de répondre à l'évolution des besoins du marché du transport. Le personnel de l'Office a rencontré des agences d'évaluation du crédit, des analystes d'actions (analystes côté vente) et des fournisseurs de capitaux, tels que les caisses d'assurance et les fonds de pensions (analystes côté achat), pour discuter de leurs opinions sur la capacité des sociétés pipelinières qu'il réglemente d'avoir accès aux marchés de capitaux et de leurs vues sur les marchés du transport et le contexte de réglementation qui existe au canada. La présente partie reflète les opinions exprimées au cours de ces entretiens.

Toutes les parties consultées ont exprimé l'avis que les sociétés pipelinières n'auraient actuellement aucune difficulté à accéder aux marchés de la dette. En effet, les entreprises de service public vont souvent sur le marché pour refinancer leur dette et, grâce à la liquidité actuelle des marchés, elles ont réussi à le faire à des taux favorables par rapport aux obligations du gouvernement du Canada.

Plusieurs analystes ont noté que la réglementation canadienne, y compris la formule d'établissement du RCA, est source de transparence, de prévisibilité et de stabilité, ce qui est vu comme extrêmement bénéfique. Toutefois, un certain nombre d'analystes jugeaient que la formule d'établissement du RCA de l'ONÉ et les formules adoptées par d'autres régies canadiennes donnaient un RCA « un peu trop bas » et qu'elles ne soutenaient pas la croissance des dividendes ou l'amélioration des mesures de crédit. Bien que la plupart des analystes étaient d'avis que les entreprises de service public jouissent d'un bon accès aux marchés boursiers, certains trouvaient que les niveaux actuels de RCA constituent une entrave. Étant donné que, d'une manière générale, la capacité pipelinière à partir du BSOC a été suffisante dans les dernières années, la capacité des pipelinières d'accéder aux marchés boursiers n'a pas vraiment été éprouvée.

Un bon nombre d'analystes d'actions publient des évaluations de sociétés à l'attention des investisseurs. La plupart des analystes cotent actuellement les titres des grandes sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ comme des valeurs « à conserver à long terme » ou « à acheter ». Cependant, plusieurs analystes d'actions ont mentionné que lorsque les titres des services publics canadiens sont cotés comme des valeurs « à acheter », ces cotes ont tendance à refléter les perspectives associées aux activités non réglementées des sociétés en question. Plusieurs analystes ont aussi noté que, depuis plusieurs années, les sociétés s'attachent à réduire leurs coûts et prennent d'autres mesures pour soutenir la croissance des dividendes et des bénéfices de l'entreprise, et ils se demandaient pendant combien de temps encore elles pourront continuer de le faire.

Il a été noté que les actions des sociétés pipelinières font partie du segment du marché boursier qui est sensible aux taux d'intérêts et que les faibles taux d'intérêts des dernières années ont eu un effet positif sur les évaluations des entreprises et les coefficients de capitalisation des bénéfices. Les coefficients de capitalisation des bénéfices chez les services publics canadiens ont été supérieurs à ceux de leurs homologues américains et européens. Les raisons invoquées pour expliquer cette différence sont notamment les meilleures perspectives de croissance qui existent au Canada (projets de mise en valeur des sables bitumineux et du gaz du Nord, et développement de l'infrastructure électrique), la plus grande stabilité du contexte de réglementation, ainsi que le vif intérêt que les investisseurs étrangers portent aux actions canadiennes en général.

2.4.4 *Résumé concernant l'intégrité financière des pipelines et la capacité de mobiliser des capitaux*

L'information financière et les commentaires de la communauté financière sont résumés ci-après.

- Les ratios de couverture des charges fixes et les ratios flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette augmentent depuis 2000.
- Les ratios présumés du capital-actions ordinaire augmentent depuis 2000.
- Entre 1999 et 2005, les RCA réalisés ont, dans la plupart des cas, été égaux ou supérieurs aux niveaux autorisés par l'ONÉ.
- Les RCA réalisés ont été stables et prévisibles.
- Les cotes de fiabilité demeurent fortes.
- La communauté financière estime que, actuellement, les sociétés réglementées par l'ONÉ n'auraient probablement aucune difficulté à accéder aux marchés de capitaux.

Ces observations indiquent que, à l'heure actuelle, les pipelines réglementés par l'ONÉ présentent assez de vigueur financière pour attirer des capitaux à des conditions raisonnables.

2.5 Projets pipeliniers

Un grand nombre de projets visant à accroître la capacité pipelinière ou à construire de nouveaux réseaux pipeliniers ont été annoncés, font l'objet d'une demande devant les organismes de régie ou ont récemment été approuvés. Ces projets comprennent des gazoducs à destination de marchés en expansion au Canada et aux États-Unis et des oléoducs destinés à transporter le pétrole brut de l'Ouest canadien jusqu'à la côte Ouest, en vue de sa livraison dans l'État de Washington et à l'étranger, ainsi qu'aux marchés du Midwest américain, du sud du PADD II et du PADD III, c'est à dire la côte américaine du golfe du Mexique. Plus précisément, ces projets consistent dans :

- la construction de nouveaux gazoducs pour raccorder les approvisionnements du Nord à l'infrastructure gazière en place;

- l'agrandissement des installations de gaz naturel de l'Est pour favoriser l'essor des marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis;
- la construction de canalisations latérales pour raccorder l'infrastructure existante aux terminaux méthaniers de réception proposés en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick;
- l'agrandissement d'oléoducs et la construction de nouveaux oléoducs pour répondre à l'augmentation prévue de la production des sables bitumineux au cours de la prochain décennie.

Gaz naturel

Durant la prochaine décennie, il est prévu que la demande nord-américaine de gaz naturel augmentera plus rapidement que les approvisionnements intérieurs. Au Canada, deux secteurs de croissance retiennent l'attention : les projets relatifs aux sables bitumineux de l'Alberta et la production d'électricité en Ontario.

Les projets de mise en valeur des sables bitumineux du Canada représentent un marché important, en pleine croissance, pour le gaz naturel. Aujourd'hui, ces projets consomment environ 0,7 Gpi^3/j de gaz naturel, lequel est utilisé pour produire de l'électricité et produire de la vapeur pour l'extraction du bitume in situ et sa valorisation et transformation en mélanges synthétiques. Selon les prévisions, la demande de gaz créée par les projets de sables bitumineux fera plus que doubler au cours de la prochaine décennie et pourrait atteindre jusqu'à 2 Gpi^3/j selon le nombre de projets qui sont mis en exploitation et la technologie utilisée.

De plus, la politique ontarienne prévoyant l'élimination de 7 500 MW de capacité de production au charbon d'ici 2009, pourrait exiger l'affectation d'importants approvisionnements en gaz naturel à la production d'électricité. La remise à neuf de centrales nucléaires en place et l'ajout de sources d'énergie renouvelable combleront peut-être une partie des besoins, mais il n'en reste pas moins que les nouvelles centrales électriques pourraient être alimentées principalement au gaz naturel.

Le tableau 9 résume les projets de gazoducs, nouveaux ou agrandis, qui ont été annoncés au Canada.

TABLEAU 9

Agrandissements ou nouveaux gazoducs annoncés au Canada

Gazoduc	Endroit	Hausse de capacité (Gpi^3/j)	Date d'achèvement prévue par les promoteurs	Marché à desservir
TransCanada PipeLines Limited - Agrandissement du réseau principal Est en 2006	Ontario, Québec	0,310[13]	Fin 2006	Centre du Canada
TransCanada PipeLines Limited - Agrandissement du réseau principal Est en 2007	Ontario, Québec	0,377[14]	2007	Centre du Canada Nord-Est des É.-U.
Gazoduc Mackenzie	Delta du Mackenzie, Territoires du Nord-Ouest à l'Alberta	1,2	2011	Amérique du Nord
Maritimes & Northeast Pipeline - Gazoduc Brunswick	Nouveau-Brunswick	0,75	2008	Canada Atlantique, Nord-Est des É.-U.
Maritimes & Northeast Pipeline - Gazoduc Bear Head	Nouvelle-Écosse	0,813	n.d.	Canada Atlantique, Nord-Est des É.-U.

n.d. Non disponible

13 Agrandissement du réseau principal Est de TCPL : Canalisation Montréal/raccourci North Bay au point de livraison de Iroquois.

14 Agrandissement du réseau principal Est de TCPL : Canalisation Montréal/raccourci North Bay à Les Cèdres (148 Mpi^3/j); Prolongement Philipsburg à Philipsburg (12 Mpi^3/j); Canalisation Kirkwall/Niagara à Chippawa (217 Mpi^3/j).

Gaz naturel liquéfié

On s'attend à ce que le marché mondial du gaz naturel liquéfié (GNL), qui est en plein essor, devienne une source d'approvisionnement de premier plan pour l'Amérique du Nord. Les réserves prouvées mondiales de gaz naturel sont environ vingt fois supérieures aux réserves prouvées nord-américaines. Qui plus est, l'avancement des techniques de liquéfaction et de transport a permis de réduire le coût unitaire du GNL de 30 % dans les dix dernières années, faisant du GNL une source d'approvisionnement en gaz concurrentielle sur le plan des coûts en Amérique du Nord. En prévision de la croissance des besoins en gaz naturel, un certain nombre de projets prévoyant l'agrandissement de terminaux existants aux États-Unis et la construction de nouvelles installations de réception, y compris des sites au Canada, ont été proposés, comme le montre le tableau 10.

Toutefois, il y a incertitude au sujet du nombre de terminaux méthaniers qui seront construits au Canada et des effets que le GNL importé pourrait avoir sur les marchés gaziers et les flux de gaz

TABLEAU 10

Terminaux méthaniers proposés au Canada

Terminal	Société	Endroit	Capacité (Gpi^3/j)	Date d'achèvement prévue par les promoteurs	Marchés à desservir
1 Bear Head	Anadarko Petroleum Company	Pointe Tupper (Nouvelle-Écosse)	0,750 à 1,00	n.d.	Canada Atlantique, Nord-Est des É.-U.
2 Keltic Goldboro	Keltic Petrochemicals Inc.	Goldboro, (Nouvelle-Écosse)	1,00	Fin 2009	Canada Atlantique, Nord-Est des É.-U.
3 Énergie Cacouna	TransCanada PipeLines Limited et Petro-Canada	Gros Cacouna (Québec)	0,50	2010	Québec, Ontario, Nord-Est des É.-U.
4 Rabaska	Société en commandite Gaz Métro, Gaz de France et Enbridge Inc.	Beaumont (Québec)	0,50	2010	Québec, Ontario
5 Canaport	Irving Oil Limited et Repsol YPF	Saint John (Nouveau-Brunswick)	1,0	Fin 2008	Canada Atlantique, Nord-Est des É.-U.
6 WestPac à Prince Rupert	WestPac Terminals Inc.	Île Ridley (Colombie-Britannique)	0,15 à 0,50	2009	Côte Ouest de l'Amérique du Nord
7 Kitimat	Galveston Energy	Port de Kitimat, (Colombie-Britannique)	0,61	2009	Côte Ouest de l'Amérique du Nord
8 Statia	Statia Terminals Canada Partnership	Détroit de Canso (Nouvelle-Écosse)	0,50	n.d.	Canada Atlantique, Nord-Est des É.-U.

n.d. Non disponible

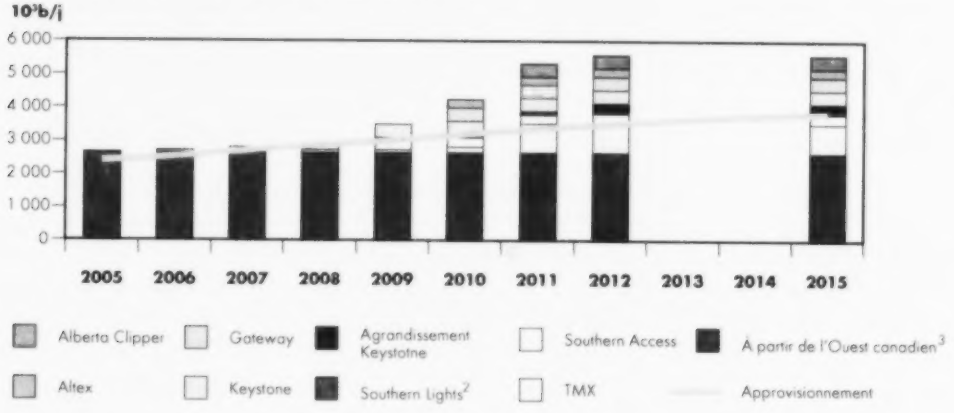
naturel. Comme nous l'avons indiqué précédemment, il faudra construire des canalisations latérales pour raccorder les terminaux méthaniers de réception à l'infrastructure de gazoducs en place afin de livrer le gaz jusqu'aux marchés.

Pétrole

Les prix élevés du pétrole brut et une demande mondiale vigoureuse sont les principaux moteurs du développement des sables bitumineux. Sous ce rapport, un bon nombre de projets concernant l'agrandissement d'installations en place ou la construction de nouvelles installations ont été annoncés. Il ressort de la figure 28 qu'il pourrait y avoir des contraintes de capacité à partir de l'Ouest canadien dès 2008.

FIGURE 28

Comparaison entre les prévisions de l'offre de l'ONÉ et les projets pipeliniers proposés et calendriers de mise en service



1 Les projets pipeliniers sont relevés dans l'ordre alphabétique. Les dates de mise en service sont celles qui sont proposées par les promoteurs.

2 Edmonton à Cromer

3 Capacité pipelinière totale à partir du BSOC

Le tableau 11 illustre les projets d'agrandissement ou de nouveaux oléoducs qui ont été annoncés au Canada. Pour en savoir davantage sur les projets, veuillez consulter l'Évaluation du marché de l'énergie intitulée *Les sables bitumineux du Canada - Perspectives et défis jusqu'en 2015 : Mise à jour*, publiée en juin 2006.

Ces projets d'agrandissement et de construction de pipelines sont la preuve que le marché réagit à l'augmentation de l'offre et de la demande.

2.6 Nouveaux enjeux

Le réseau de transport d'hydrocarbures fonctionne bien à l'heure actuelle, mais l'industrie est confrontée à plusieurs nouveaux défis.

Selon les prévisions, la demande nord-américaine de gaz naturel augmentera d'environ 2 % par année au cours de la prochaine décennie. Les sources classiques de gaz naturel en Amérique du Nord ne suffiront probablement pas à répondre à cette hausse de la demande. Le GNL est la source de combustible qui croît le plus rapidement à l'échelon mondial et on estime que sa part de marché en Amérique du Nord

TABLEAU 11

Agrandissements ou nouveaux oléoducs annoncés ou proposés au Canada

Oléoduc	Date de dépôt éventuelle du projet	Hausse de capacité (10^3b/j)	Date d'achèvement prévue par les promoteurs	Marché
Terasen (TPTM)		**75**		PADD V
(TMX1 Phase I)	Déposé en juillet 2005	35	Avril 2007	Étranger/Extrême-Orient
(TMX1 Phase II)	Déposé en février 2006	40	Novembre 2008	
Southern Option		**700**[1]		PADD V
(TMPL TMX2)	01Q2007	100	Janvier 2010	Étranger/Extrême-Orient
(TMPL TMX3)	n.d.	300	Janvier 2011	
Northern Option (TMX)	n.d.	**450**	2011	PADD V Étranger/Extrême-Orient
Enbridge Gateway (pétrole/diluant)	Automne 2006	**400/150**	Milieu 2010	PADD V Étranger/Extrême-Orient Alberta (pipeline de diluant)
Pembina Spirit (diluant)	n.d.	100	Avril 2009	Alberta
Southern Lights d'Enbridge	n.d.	**180**		
Southern Lights (diluant)		**169**	2009	Alberta
Agrandissement de la canal. 2		103		PADD II
(pétrole)		33		PADD II
Edmonton à Cromer		33		PADD II
Cromer à Clearbrook				
Clearbrook à Superior				
Keystone de TCPL	Juin 2006	435	2009	Sud du PADD II/ PADD III
Alberta Clipper	n.d.	**400**	2010/11	Sud du PADD II
Altex Energy	n.d.	250	4Q2010	PADD III
Enbridge (Southern Access)	Mai 2006	**315**	Octobre 2006 et février 2007	Midwest/Sud du PADD II
Phase I	n.d.	120	2008 2009	
Phase II	n.d.	148	n.d.	
Phase III		47		

n.d. Non disponible

[1] Comprend la capacité actuelle (300 10^3b/j) et celles de TMX2 et TMX3 qui seront ajoutées.

augmentera d'environ 15 % durant la décennie. Malgré l'incertitude entourant le nombre de terminaux méthaniers qui seront construits en Amérique du Nord et les effets que le GNL importé pourrait avoir du point de vue de l'offre et de la demande ainsi que des flux d'acheminement de gaz naturel, le GNL pourrait devenir une composante importante des approvisionnements en gaz au Canada.

La construction de terminaux méthaniers pourrait avoir des répercussions sur les réseaux pipeliniers en place. Sur certains gazoducs, tels que le réseau principal de TransCanada, les arrivages de GNL pourraient déplacer des volumes expédiés à partir du BSOC. Sur d'autres réseaux, comme ceux de PNGTS et de M&NP sur la côte Est, ils pourraient entraîner une plus forte utilisation de la capacité pipelinière. La direction des flux de gaz et la conception des droits pourraient aussi s'en trouver modifiées. Le réseau PNGTS peut assurer un transport à rebours par substitution (backhaul) ou un transport en sens inverse pour permettre l'importation de gaz au Canada. D'autres possibilités d'agrandissement, d'inversion ou de transport à rebours existent au Québec sur le réseau de TQM. De plus, dans la mesure où s'ils sont approuvés et réalisés, les projets gaziers envisagés dans le Nord, tels que le gazoduc de la vallée du Mackenzie ou un gazoduc à partir de l'Alaska, pourraient aussi influer sur les flux d'acheminement des réseaux en place.

Si elle se matérialise, l'augmentation escomptée de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité en Ontario influera sur l'équilibre de l'offre et de la demande, et les flux de gaz, en conséquence. L'incidence de la production d'électricité sur l'infrastructure pipelinière dépendra de la capacité totale et de l'emplacement des nouvelles installations de production. Par ailleurs, la desserte des centrales clientes pourrait exiger la mise en place de nouveaux services pipeliniers.

La croissance escomptée de la production à partir des sables bitumineux confronte l'industrie aux questions de savoir quels marchés supplémentaires doivent être exploités et comment procéder à l'agrandissement du réseau d'oléoducs pour rejoindre efficacement ces marchés. Les choix qui s'offrent comprennent l'agrandissement des réseaux en place et la construction de nouveaux réseaux pour donner accès à d'autres marchés situés aux États-Unis et (ou) en Asie. Compte tenu de la mise de capitaux considérable et du caractère irréversible des investissements, les intervenants du marché veulent s'assurer que les décisions optimales sont prises à cet égard.

L'industrie et la communauté financière s'inquiètent d'une insuffisance potentielle de capacité pipelinière, spécialement pour le transport de pétrole et, inversement, du risque de se retrouver avec un excédent de capacité si un trop grand nombre de projets vont de l'avant. Les répercussions financières d'une intensification de la concurrence entre les oléoducs et le déroulement du processus réglementaire si l'ONÉ était saisi de plusieurs demandes concurrentes à la fois représentent d'autres enjeux.

Le secteur du transport pipelinier est confronté au défi d'assurer qu'une capacité pipelinière appropriée soit en place pour absorber les hausses de production et répondre aux besoins grandissants des marchés. Cela suppose la prise en compte des délais d'exécution nécessaires pour : rallier un appui suffisant du marché pour une ou plusieurs des propositions concurrentes, organiser le financement, mobiliser la main-d'œuvre et les matériaux, et exécuter les travaux de construction. Par-dessus tout, il faut que le processus réglementaire demeure équitable et efficace, avec des échéances claires et des exigences bien définies.

Certains des enjeux que nous venons de mentionner seront réglés entre les intervenants du marché eux-mêmes, mais d'autres pourraient l'être dans le contexte d'une audience formelle devant l'Office. Quoi qu'il en soit, l'Office continuera à consulter les parties prenantes sur ces questions et sollicitera leur avis s'il envisage de prendre une initiative réglementaire quelconque.

CONCLUSIONS

Dans l'introduction au rapport, l'Office a exposé quels sont ses critères d'évaluation. Suivant ces critères, l'Office est encore d'avis que le réseau canadien de transport d'hydrocarbures fontionne bien à l'heure actuelle.

1. **La capacité des gazoducs en place est actuellement suffisante.** Les écarts de base et les schémas d'utilisation de la capacité indiquent qu'il y a un certain excédent de capacité sur la plupart des gazoducs réglementés par l'ONÉ, même pendant la période de pointe de l'hiver. La présence d'une certaine capacité libre à partir du BSOC et les prix records de l'énergie ont donné plus de flexibilité aux producteurs, la plupart du temps, pour accéder à leur marché de prédilection. Cependant, comme en font foi les projets d'agrandissement en cours, des restrictions de capacité existent sur certains des marchés que ces pipelines desservent.

   La capacité est serrée sur les réseaux de transport de pétrole. Même si les schémas d'utilisation de la capacité indiquent la présence d'une certaine capacité libre sur des oléoducs, il est nécessaire d'accroître la capacité des réseaux pour répondre à l'augmentation de la demande, offrir plus de flexibilité et accroître la pénétration des marchés. Le nombre de projets de construction et d'agrandissement annoncés et potentiels illustre bien ce besoin de capacité supplémentaire.

2. **Les expéditeurs continuent de dire qu'ils sont raisonnablement satisfaits des services offerts par les pipelinières.** D'après les résultats du Sondage sur les services liés aux pipelines effectué par l'ONÉ, les expéditeurs accordent encore une cote très élevée au chapitre de la fiabilité de l'exploitation matérielle des pipelines; cependant, le caractère concurrentiel des droits de transport est encore ressorti comme l'aspect qui les préoccupe le plus.

3. **Les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ sont financièrement saines** et capables d'attirer des capitaux à des conditions raisonnables. Bien que les données et les indicateurs étudiés se rapportent dans certains cas aux activités consolidées des sociétés pipelinières évaluées, il ressort des entretiens de l'Office avec la communauté financière que les pipelinières réglementées par l'ONÉ ne devraient avoir aucune difficulté, actuellement, à mobiliser des capitaux. L'étoffement de l'infrastructure pipelinière exigera des investissements considérables à l'avenir et les modalités de financement des installations requises dépendra des caractéristiques des projets et de la conjoncture des marchés des capitaux à ce moment-là.

Comme nous l'avons indiqué dans la partie 2.5, une foule de projets de construction ou d'agrandissement de pipelines sont proposés ou envisagés au Canada afin d'accroître les livraisons de pétrole et de gaz naturel à des marchés en pleine croissance. Certains de ces projets se font peut-être concurrence en ciblant les mêmes sources d'approvisionnement ou les mêmes marchés.

Dans l'optique de l'ONÉ, le défi consiste à fournir un processus équitable, efficace et opportun qui ne fausse pas les décisions d'investissement prises par le marché. Dans certains cas, cela peut supposer la coordination des processus avec ceux d'autres administrations. Les investisseurs veulent des processus de réglementation clairs avec des échéances prévisibles. Si les délais s'allongent ou si des écueils réglementaires inattendus surgissent au cours du processus, cela peut contrarier les nouveaux investisseurs. Le retardement inutile de projets, qu'il s'agisse d'un agrandissement ou de la construction d'un nouveau pipeline, peut être coûteux pour les consommateurs comme pour les producteurs, car cela entrave la mise en valeur de nouveaux approvisionnements.

L'Office se rend compte que le présent rapport n'offre qu'un coup d'œil ponctuel sur la situation du réseau canadien de transport d'hydrocarbures et ne fournit pas une comparaison avec des réseaux pipeliniers relevant d'autres administrations. Dans le cadre de son mandat, l'Office a l'intention de continuer à suivre l'efficacité du réseau et de poursuivre les consultations afin de connaître les points de vue de toutes les parties sur le sujet. L'Office invite les lecteurs à lui faire part de leurs impressions sur les critères de mesure employés dans le rapport et les conclusions dégagées, de même qu'à lui faire des suggestions sur les améliorations qu'il pourrait apporter dans de futurs rapports.

L'Office remercie toutes les sociétés et tous les organismes qui ont fourni, directement ou indirectement, les renseignements contenus dans ce rapport, y compris les parties qui ont bien voulu participer au Sondage sur les services liés aux pipelines.

Tableau comparatif des cotes de dette

Le tableau qui suit compare les échelles utilisées par le DBRS, la S&P et Moody's pour la cotation de la dette à long terme.

Qualité du crédit	DBRS	S&P	Moody's
Titres de qualité placement			
Superieure / Elevée	AAA	AAA	Aaa
	AA (élevée)	AA+	Aa1
	AA	AA	Aa2
	AA (faible)	AA-	Aa3
Bonne / Moyenne supérieure	A (élevée)	A+	A1
	A	A	A2
	A (faible)	A-	A3
Acceptable / Moyenne	BBB (elevée)	BBB+	Baa1
	BBB	BBB	Baa2
	BBB (faible)	BBB-	Baa3
Titres qui ne sont pas de qualité placement			
Crédit spéculatif	BB (élevée)	BB+	Ba1
	BB	BB	Ba2
	BB (faible)	BB-	Ba3
Crédit hautement speculatif	B (élevée)	B+	B1
	B	B	B2
	B (faible)	B-	B3
Crédit extrêmement speculatif	CCC	CCC	Caa1
	CC	CC	Caa2
	C	C	Caa3
	D	D	Ca
			C

Note : Les cotes attribuées par le DBRS et la S&P dans la catégorie CCC et les catégories inférieures comportent les sous-catégories « élevée/+ » et « faible/- »; l'absence de désignation « élevée/+ » ou « faible/- » indique que la cote se situe dans la zone médiane de la catégorie.

La Standard & Poor's fournit aussi une perspective de cotation qui reflète la direction qu'une cote de solvabilité à long terme pourrait prendre à moyenne et longue échéance. Une perspective « positive » signifie que la cote pourrait être relevée, une perspective « négative » dénote qu'une cote pourrait être abaissée et une perspective « stable » indique que la cote ne changera vraisemblablement pas.

Résultats globaux du Sondage sur les services liés aux pipelines

Voici les résultats globaux obtenus pour chacune des questions du sondage. Les répondants devaient indiquer au moyen d'une cote leur degré de satisfaction à l'égard des services reçus, selon une échelle où la cote 1 correspondait à « nullement satisfait » et la cote 5 à « entièrement satisfait ». Veuillez consulter le site Web de l'Office pour obtenir tous les détails sur le sondage.

1. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la fiabilité de l'exploitation matérielle de la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
1	4	26	65	46	4,06

2. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la qualité, de la flexibilité et de la fiabilité des systèmes transactionnels de la société pipelinière (commandes, tableaux d'affichage, communication de rapports, passation de marchés, etc.)?

1	2	3	4	5	Moyenne
1	4	26	65	46	4,06

3. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité d'envoi et de l'exactitude des factures et des relevés de la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
9	10	24	60	36	3,75

4. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information sur l'exploitation (interruptions, capacité disponible, entretien prévu, écoulements, etc.) fournie par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	12	37	73	16	3,60

5. Dans quelle mesure êtes vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information de nature commerciale (droits, changements de service, nouveaux services, informations sur les contrats, etc.) fournie par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
6	7	43	69	17	3,59

6. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'attitude d'amélioration et d'innovation continues adoptée par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
8	29	62	31	10	3,04

7. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'accessibilité à la société pipelinière et de son aptitude à réagir aux problèmes et demandes des expéditeurs?

1	2	3	4	5	Moyenne
14	19	39	49	17	3,26

8. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des efforts engagés par la société pipelinière pour trouver des solutions justes et raisonnables lorsqu'elle règle des problèmes?

1	2	3	4	5	Moyenne
6	19	47	49	11	3,30

9. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la gamme de services offerts par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	17	51	55	10	3,37

10. Selon vous, les droits de transport de cette société pipelinière sont-ils concurrentiels?

1	2	3	4	5	Moyenne
14	29	45	38	11	3,02

11. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de collaboration (négociations ou réunions du groupe de travail) utilisés par cette société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
8	12	51	42	8	3,25

12. Selon vous, le règlement négocié actuel ou les arrangements liés aux tarifs permettront-ils d'offrir des résultats équitables?

1	2	3	4	5	Moyenne
7	11	48	47	6	3,29

13. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la qualité GLOBALE du service offert par la société pipelinière au cours de la dernière année civile?

1	2	3	4	5	Moyenne
6	8	44	63	18	3,57

14. En général, la qualité du service offert par la société pipelinière a-t-elle :

augmenté	19	13 %
été stable	110	78 %
diminué	13	9 %
Total	**142**	**100 %**

15. Quels sont les aspects positifs des services offerts par cette société pipelinière?

16. Quels sont les aspects que cette société pipelinière pourrait améliorer?

17. Selon vous, l'ONÉ a-t-il établi un cadre de réglementation approprié qui permet la conclusion de règlements négociés concernant les droits et les tarifs?

1	2	3	4	5	Moyenne
7	7	30	72	8	3,54

18. En l'absence de règlement sur les droits et les tarifs, dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de l'Office servant à régler les différends?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	7	23	54	4	3,54

19. Comment l'Office pourrait-il améliorer ses processus de désignation des droits et des tarifs?

Consultations avec les parties prenantes

Alliance Pipeline Ltd.
Association canadienne de pipelines d'énergie
Association canadienne des producteurs pétroliers
BMO Nesbitt Burns
Cochin Pipe Lines Ltd.
Credit Suisse First Boston
Dominion Bond Rating Service
Enbridge Pipelines Inc.
Express Pipeline Limited Partnership
Financière Sun Life
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes
Kinder Morgan Canada Inc.
L'Office d'investissement du RPC
Marchés mondiaux CIBC
Maritimes & Northeast Pipeline
Moody's Canada Inc.
Pipelines Trans-Nord Inc.
RBC Marchés de capitaux
Régime de retraite des enseignantes et des enseignants de l'Ontario
Standard & Poor's
TD Newcrest
Terasen Pipelines Inc.
Trans Mountain Pipe Line
TransCanada PipeLines Limited
Union Gas Limited
Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Duke Energy Gas Transmission

Sociétés pipelinières du Groupe 1 et du Groupe 2 réglementées par l'ONÉ

Au 31 décembre 2005

Sociétés de gazoduc du Groupe 1

Alliance Pipeline Ltd.
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
TransCanada PipeLines Limited
TransCanada PipeLines Limited, BC System
Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Duke Energy Gas Transmission

Sociétés d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du Groupe 1

Cochin Pipe Lines Ltd.
Enbridge Pipelines Inc.
Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Pipelines Trans-Nord Inc.
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

Sociétés de gazoduc (gaz naturel et liquides de gaz naturel) du Groupe 2

AltaGas Pipeline Partnership
AltaGas Suffield Pipeline Inc.
AltaGas Transmission Ltd.
Apache Canada Ltd.
ARC Resources Ltd.
Bear Paw Processing Company (Canada) Ltd.
BP Canada Energy Company
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Natural Resources Limited
Canadian-Montana Pipe Line Corporation
Centra Transmission Holdings Inc.
Champion Pipeline Corporation Limited
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
DEFS Canada L.P.
Devon Energy Canada Corporation
Echoex Energy Inc.
EnCana Border Pipelines Limited
EnCana Ekwan Pipeline Inc.
EnCana Oil & Gas Co. Ltd.
EnCana Oil & Gas Partnership
EnCana West Ltd.

ExxonMobil Canada Properties
Forty Mile Gas Co-op Ltd.
Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Oil Operations Ltd.
KEYERA Energy Ltd.
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Limited
Murphy Canada Exploration Company
Murphy Oil Company Ltd.
Nexen Inc.
Niagara Gas Transmission Limited
Northstar Energy Corporation
Omimex Canada, Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Peace River Transmission Company Limited
Pengrowth Corporation
Penn West Petroleum Ltd.
Petrovera Resources Ltd.
Pioneer Natural Resources Canada Inc.
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Prairie Schooner Limited Partnership
Profico Energy Management Ltd.
Regent Resources Ltd.
Renaissance Energy Ltd.
St. Clair Pipelines Management Inc.
Samson Canada, Ltd.
Shiha Energy Transmission Ltd.
Sierra Production Company
Suncor Energy Inc.
Taurus Exploration Canada Ltd.
Union Gas Limited
Vector Pipeline Limited Partnership
County of Vermilion River No. 24 Gas Utility
2193914 Canada Limited
806026 Alberta Ltd.
4057533 Alberta Ltd.

Sociétés d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du Groupe 2
Aurora Pipe Line Company
Berens Energy Ltd.
BP Canada Energy Company
Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée
Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
Dome NGL Pipeline Ltd.
Duke Energy Empress L.P.
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.
Ethane Shippers Joint Venture
Express Pipeline Limited Partnership
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Glencoe Resources Ltd.

Husky Oil Limited
ISH Energy Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
NOVA Chemicals (Canada) Ltd.
PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Pétrolière Impériale Ressources Limitée
Pipes-lines Montréal ltée
Plains Marketing Canada, L.P.
PMC (Nova Scotia) Company
Pouce Coupé Pipe Line Ltd., à titre de mandataire et de commandité de
Pembina North Limited Partnership
PrimeWest Energy Inc.
Produits Shell Canada Limitée
Provident Energy Pipeline Inc.
Renaissance Energy Ltd.
SCL Pipeline Inc.
Shell Canada Products
Sun-Canadian Pipe Line Company
Taurus Exploration Canada Ltd.
Yukon Pipelines Limited
1057533 Alberta Ltd.

BUT 3

Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficients.